



*UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA*

José Sandro Valença do Nascimento Filho

OPERAÇÃO DE CONVERSORES CC-CA EMULANDO MÁQUINAS
SÍNCRONAS ATRAVÉS DO USO DE SYNCHRONVERTER

Recife

2019

José Sandro Valença do Nascimento Filho

OPERAÇÃO DE CONVERSORES CC-CA EMULANDO MÁQUINAS
SÍNCRONAS ATRAVÉS DO USO DE SYNCHRONVERTER

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves

Recife
2019

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

N244o Nascimento Filho, José Sandro Valença do.
Operação de conversores CC-CA emulando máquinas síncronas através do uso de Synchronverter / José Sandro Valença do Nascimento Filho – Recife, 2019.
135 f.: figs., tabs., abrev. e siglas, símbolos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Synchronverter. 3. Conversores. 4. Máquinas síncronas. 5. Fontes de energia renovável. 6. Paralelismo de inversores. I. Neves, Francisco de Assis dos Santos (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG / 2020-268

JOSÉ SANDRO VALENÇA DO NASCIMENTO FILHO

OPERAÇÃO DE CONVERSORES CC-CA EMULANDO MÁQUINAS
SÍNCRONAS ATRAVÉS DO USO DE SYNCHRONVERTER

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 10 de abril de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Francisco de Assis dos Santos Neves
(Orientador e Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Marcelo Mezaroba (Examinador Externo)
Universidade do Estado de Santa Catarina

À Deus e minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço as três coisas mais importantes que Deus me ofereceu nessa vida e que formam minha enorme família: minha família de sangue, a ANDESA onde trabalho e meus amigos.

À minha família agradeço por todo amor, apoio e compreensão das minhas muitas ausências dos convívios sociais necessárias para a minha máxima dedicação a esta dissertação. A mais nova integrante da minha família, minha esposa Paula Rafaela Lima da Silva, agradeço por todo cuidado, carinho e dedicação. Uma mulher sempre presente, com muito amor e sorriso no rosto mesmo nos feriados e finais de semanas, nos quais eu ficava isolado em casa, ela se manteve ao meu lado procurando me apoiar como podia.

Aos meus amigos, parceiros e chefes de trabalho da empresa ANDESA por possibilitarem a conciliação de meu trabalho com os estudos, por apoiarem e incetivarem a conclusão desse trabalho e, principalmente, por compartilharem toda a sua experiência e difundirem todo o seu conhecimento de maneira simples e transparente.

Aos amigos, irmãos que Deus me deu, da Escola Politécnica de Pernambuco (POLI) da Universidade de Pernambuco (UPE) agradeço também pela compreensão das minhas ausências, pela contribuição com seus conhecimentos e felicidade que me davam nos momentos de maiores aperseios, pelas invasões à minha casa para me animar e confortar quando eu mais necessitava, inclusive nos sábados de meia-noite. Algumas vezes saiam pedindo desculpas por acharem que haviam atrapalhado os estudos, mas essa pausa e conversas que vocês me proporcionavam sempre organizavam melhor as minhas idéias e me faziam pensar em outras soluções.

Um agradecimento especial a Rodrigo Bezerra Valença, amigo e companheiro de trabalho, que desde a faculdade esta ao meu lado e seguimos juntos nas dificuldades de conciliar a vida pessoal, o trabalho e o mestrado. Um irmão que Deus me deu e que foi o maior motivador para a minha entrada no mestrado e incentivador para a minha conclusão.

Agradeço ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) por ampliar meus conhecimentos através de seus professores muito qualificados e dedicados a ensinar seus alunos, pela compreensão e apoio que possibilitaram a finalização desse trabalho. Também ao Mestre Eduardo Stangler que me apoiou e foi meu parceiro no laboratório da UFPE para a obtenção dos resultados experimentais.

Obrigado aos membros da banca examinadora, Prof. Dr. Marcello Mezaroba e Prof. Dr. Gustavo Medeiros, pelas sugestões, comentários e contribuições fundamentais para a melhoria desta Dissertação. Agradeço especialmente ao meu professor e orientador Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves, por todo conhecimento, orientação e apoio para a conclusão deste trabalho.

A todos vocês, muito obrigado.

*"Na natureza nada se
cria, nada se perde,
tudo se transforma."
(Lavoisier, 1789)*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar e analisar a operação de inversores trifásicos imitando o comportamento de geradores síncronos com o uso do Synchronverter. Para tanto, o trabalho apresenta toda a modelagem matemática de geradores síncronos, com foco principal nos geradores de polos lisos, detalhada a implementação matemática utilizada de modo que as equações sejam utilizadas como base para o Synchronverter, verifica o funcionamento através de simulação com o programa MATLAB/Simulink e realiza a validação experimental da utilização do Synchronverter para a operação de inversores trifásicos imitando o comportamento de geradores síncronos. A validação experimental do Synchronverter é realizada para diferentes modos de operação dos inversores. Os modos de operação ilhado e conectado a rede elétrica são testados e analisados tanto por simulações com o programa MATLAB/Simulink quanto por meio de resultados experimentais obtidos no laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) através do uso de componentes elétricos e de dados de medição obtidas por sensores já disponíveis no laboratório. Os resultados experimentais são obtidos com a estratégia de controle do Synchronverter implementada de maneira discreta em MATLAB/Simulink no computador e gravada no dSPACE; o dSPACE envia e recebe informações do computador, em tempo real, por meio do software ControlDesk; processa as variáveis medidas; e, calcula a ação de controle que irá ser usada para operar as chaves semicondutoras do inversor. Os dados de medição dos sensores passam por uma placa de condicionamentos de sinais, que pré-processa a informação analógica, antes de enviar para o dSPACE. Todos os gráficos exibidos no ControlDesk são armazenados como um workspace do MATLAB. Este trabalho também apresenta os conceitos e simulações realizadas com o programa MATLAB/Simulink da operação em paralelo de inversores com foco nas estratégias de controle sem comunicação entre os inversores: controle por inclinação convencional, controle por inclinação robusto e controle com Synchronverter.

Palavras-chave: *Synchronverter*. Conversores. Máquinas síncronas. Fontes de energia renovável. Paralelismo de inversores.

ABSTRACT

This work aims to study and analyze the operation of three-phase inverters mimicking the behavior of synchronous generators with the use of Synchronverter. To this end, the work presents all the mathematical modeling of synchronous generators, with a main focus on smooth pole generators, detailing the mathematical implementation used so that the equations are used as the basis for the Synchronverter, verifies the functioning through simulation with the MATLAB/Simulink program and performs the experimental validation of the use of Synchronverter for the operation of three-phase inverters mimicking the behavior of synchronous generators. The experimental validation of Synchronverter is performed for different operating modes of the inverters. The stand-alone and grid-connected operation modes are tested and analyzed both by simulations with the MATLAB/Simulink program and by means of experimental results obtained in the laboratory of the Power Electronics and Electric Drives Group (GEPAE) of the Federal University of Pernambuco (UFPE) through the use of electrical components and measurement data obtained by sensors already available in the laboratory. The experimental results are obtained with the Synchronverter control strategy implemented discreetly in MATLAB/Simulink on the computer and recorded in dSPACE; dSPACE sends and receives information from the computer, in real time, using the ControlDesk software; processes the measured variables; and, calculates the control action that will be used to operate the inverter semiconductor switches. The measurement data from the sensors goes through a signal conditioning plate, which pre-processes the analog information, before sending it to dSPACE. All graphics displayed in ControlDesk are stored as a MATLAB workspace. This work also presents the concepts and simulations performed with the MATLAB/Simulink program of the parallel operation of inverters focusing on the control strategies without communication between inverters: conventional droop control, robust droop control, and Synchronverter control.

Keywords: *Synchronverter*. Converters. Synchronous machines. Renewable power sources. Parallel of inverters.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração solar média horária do SIN entre os meses de fevereiro a julho de 2018.	24
Figura 2 – Geração eólica média horária do SIN entre os meses de fevereiro a julho de 2018.	25
Figura 3 – Recorde de elevação de geração fotovoltaica em uma hora no SIN no mês de julho.	26
Figura 4 – Recorde de elevação de geração eólica em uma hora no SIN no mês de julho.	27
Figura 5 – Inversor trifásico fonte de tensão.	31
Figura 6 – Princípio de funcionamento da técnica de PWM senoidal baseada em portadora.	33
Figura 7 – Representação do VSI trifásico com PWM.	35
Figura 8 – Representação do VSI trifásico com PWM por fonte de tensão controlada.	35
Figura 9 – Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica.	37
Figura 10 – Corte transversal da máquina de 4 polos de rotor cilíndrico e saliente.	38
Figura 11 – Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica de rotor cilíndrico e dois polos.	40
Figura 12 – Estrutura de um gerador síncrono trifásico de rotor cilíndrico idealizado.	41
Figura 13 – Diagramas unifilar e fasorial para um gerador síncrono de polos lisos.	44
Figura 14 – Parte de potência do <i>Synchronverter</i>	48
Figura 15 – Diagrama de blocos do núcleo da parte eletrônica do <i>Synchronverter</i> sem a presença dos controles de potência.	49
Figura 16 – Controles de potência do <i>Synchronverter</i>	50
Figura 17 – <i>Synchronverter</i> operando ilhado com carga resistiva.	54
Figura 18 – Controle de um <i>Synchronverter</i> para operação em modo ilhado.	54
Figura 19 – Amplitude da tensão terminal do <i>Synchronverter</i>	55
Figura 20 – Potência ativa e reativa do <i>Synchronverter</i>	56
Figura 21 – Potência ativa e frequência do <i>Synchronverter</i> operando ilhado com carga RL.	57
Figura 22 – Potência reativa e amplitude da tensão terminal do <i>Synchronverter</i> operando ilhado com carga RL.	58
Figura 23 – Diagrama de blocos do GDSC-PLL.	59
Figura 24 – Operações matemáticas do GDSC.	60
Figura 25 – Representação do <i>Synchronverter</i> conectado a uma rede trifásica.	62
Figura 26 – Frequência e potência ativa do <i>Synchronverter</i> para diferentes frequências da rede.	63
Figura 27 – Amplitude da tensão terminal e potência reativa do <i>Synchronverter</i> para diferentes frequências da rede.	64

Figura 28 – Frequência e potência ativa do <i>Synchronverter</i> para diferentes condições de carga.	65
Figura 29 – Amplitude da tensão terminal e potência reativa do <i>Synchronverter</i> para diferentes condições de carga.	66
Figura 30 – Experimento da operação do <i>Synchronverter</i> operando ilhado com carga resistiva e indutiva.	68
Figura 31 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> no modo ilhado com dados experimentais.	68
Figura 32 – Potência ativa e reativa que alimenta a carga no modo ilhado com dados experimentais.	69
Figura 33 – Frequência inserida pelo <i>Synchronverter</i> e tensão do barramento DC no modo ilhado com dados experimentais.	70
Figura 34 – Corrente do <i>Synchronverter</i> no modo ilhado com dados experimentais.	71
Figura 35 – Experimento da operação do <i>Synchronverter</i> operando conectado à rede elétrica.	71
Figura 36 – Tensão interna do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	74
Figura 37 – Corrente medida na saída do inversor durante a conexão à rede elétrica.	74
Figura 38 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	75
Figura 39 – Tensão da rede elétrica durante a conexão à rede elétrica.	75
Figura 40 – Diferença absoluta entre o valor de pico da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	76
Figura 41 – Diferença absoluta entre a velocidade angular da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	76
Figura 42 – Diferença absoluta entre a fase da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	77
Figura 43 – Potência ativa de referência e do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	77
Figura 44 – Potência reativa de referência e do <i>Synchronverter</i> durante a conexão à rede elétrica.	78
Figura 45 – Tensão interna do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	79
Figura 46 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica.	79
Figura 47 – Velocidade angular da rede elétrica e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	80
Figura 48 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	80
Figura 49 – Tensão da rede elétrica com o <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	81
Figura 50 – Potência ativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	81
Figura 51 – Potência reativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	82
Figura 52 – Potência ativa de referência de 1000 W e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	82
Figura 53 – Potência reativa de referência de 200 VAR e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica.	83

Figura 54 – Tensão interna do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	83
Figura 55 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	84
Figura 56 – Velocidade angular da rede elétrica e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	84
Figura 57 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	85
Figura 58 – Tensão da rede elétrica com o <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	85
Figura 59 – Potência ativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	86
Figura 60 – Potência reativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.	86
Figura 61 – Tensão interna do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	87
Figura 62 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	87
Figura 63 – Velocidade angular da rede elétrica e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	88
Figura 64 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	88
Figura 65 – Tensão da rede elétrica com o <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	89
Figura 66 – Potência ativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	89
Figura 67 – Potência reativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.	90
Figura 68 – Tensão interna do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	91
Figura 69 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	91
Figura 70 – Velocidade angular da rede elétrica e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	92
Figura 71 – Tensão terminal do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	92
Figura 72 – Tensão da rede elétrica com o <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	93

Figura 73 – Potência ativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	93
Figura 74 – Potência reativa de referência e do <i>Synchronverter</i> conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.	94
Figura 75 – Dois inversores conectados em paralelo alimentando uma carga.	98
Figura 76 – Fonte de tensão fornecendo potência para a fonte de tensão terminal através de uma impedância.	98
Figura 77 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores R.	100
Figura 78 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores C.	101
Figura 79 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores L.	102
Figura 80 – Estratégias de controle por inclinação: (a) Inversores R; (b) Inversores C; (c) Inversores L.	103
Figura 81 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída e coeficientes de inclinação iguais.	105
Figura 82 – Duas fontes de tensão em paralelo com coeficientes de inclinação diferentes e com mesma impedância de saída.	106
Figura 83 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferente.	107
Figura 84 – Diagrama esquemático do CPM com filtros passa-baixa de segunda ordem.	109
Figura 85 – Comparação entre o Calculador de Potência Média e o Calculador de Potência Média Equivalente.	110
Figura 86 – Representação do SOGI-QSG para geração de sinais do sistema bifásico ortogonal.	111
Figura 87 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores R.	112
Figura 88 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores C.	113
Figura 89 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores L.	114
Figura 90 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferente e controle por inclinação robusto.	115
Figura 91 – Controle para operação de <i>Synchronverters</i> em paralelo num sistema isolado.	116
Figura 92 – Potência ativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.	117
Figura 93 – Potência reativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.	118
Figura 94 – Frequência dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.	118
Figura 95 – Amplitude das tensões da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.	119
Figura 96 – Potência ativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.	120

Figura 97 – Potência reativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.	121
Figura 98 – Frequência dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.	121
Figura 99 – Amplitude das tensões da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.	122
Figura 100 – Potência ativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.	123
Figura 101 – Potência reativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.	123
Figura 102 – Frequência dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.	124
Figura 103 – Amplitude das tensões da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.	124
Figura 104 – Potência ativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.	125
Figura 105 – Potência reativa da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.	126
Figura 106 – Frequência dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.	126
Figura 107 – Amplitude das tensões da carga e dos <i>Synchronverters</i> operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade de geração do Brasil.	25
Tabela 2 – Parâmetros do <i>Synchronverter</i> para operação em modo ilhado com carga resistiva.	53
Tabela 3 – Parâmetros do <i>Synchronverter</i> para as simulações de conexão à rede elétrica.	61
Tabela 4 – Parâmetros do experimento do <i>Synchronverter</i> para operação em modo ilhado com carga resistiva e indutiva.	67
Tabela 5 – Parâmetros do experimento do <i>Synchronverter</i> para operação no modo conectado à rede elétrica.	72
Tabela 6 – Parâmetros utilizados nas simulações da operação de duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída e coeficientes de inclinação iguais.	104
Tabela 7 – Parâmetros utilizados nas simulações da operação de duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferentes.	107
Tabela 8 – Parâmetros dos <i>Synchronverters</i> de capacidades iguais para a simulação em paralelo no sistema ilhado.	117
Tabela 9 – Parâmetros dos <i>Synchronverters</i> de capacidades diferentes para a simulação em paralelo no sistema ilhado.	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CGE	Complexo de Geração Eólica
CPM	Calculador de Potência Média
CPME	Calculador de Potência Média Equivalente
ESS	Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (<i>Energy Storage System</i>)
FEM	Força Eletromotriz
FMM	Força Magnetomotriz
GDSC	Método generalizado de cancelamento por sinal atrasado (<i>Generalized Delayed Signal Cancellation</i>)
GDSC-PLL	GDSC aplicado como pré-filtro para um PLL
GEPAE	Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LPF	Filtro Passa-Baixa (<i>Low-Pass Filter</i>)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLL	Malha de captura de fase (<i>Phase-Locked Loop</i>)
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	Modulação por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>)
QSG	Gerador de Sinal em Quadratura (<i>Quadrature Signal Generator</i>)
RMS	Raiz Quadrática Média (<i>Root Mean Square</i>)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOGI	Integrador Generalizado de Segunda Ordem (<i>Second Order Generalized Integrator</i>)

SPWM	PWM Senoidal (<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>)
SRF-PLL	<i>Synchronous Reference Frame - PLL</i>
UFV	Usina Fotovoltaica
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UTE	Usina Termelétrica
VSI	Inversor Fonte de Tensão (<i>Voltage Source Inverter</i>)
VSG	Gerador Síncrono Virtual (<i>Virtual Synchronous Generator</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

λ_j	Fluxos concatenados da fase j
ω	Frequência angular das tensões de saída
ω_s	Frequência angular na velocidade síncrona
ω_r	Frequência angular do rotor
ω_{nom}	Frequência nominal do inversor
ω_{re_ref}	Frequência de referência para o inversor
ω_n	Frequência natural não amortecida
ξ	Coefficiente de amortecimento
θ_{re}	Ângulo elétrico entre o eixo do rotor e o eixo do estator
θ_{rede}	Ângulo elétrico da rede elétrica
$\theta_{sincronizacao}$	Ângulo elétrico para sincronização do <i>Synchronverter</i>
θ_{re0}	Ângulo elétrico inicial entre o eixo do rotor e o eixo do estator
θ_r	Ângulo mecânico entre o eixo do rotor e o eixo do estator
δ_{e0}	Ângulo elétrico do rotor no tempo inicial $t=0$
δ	Ângulo entre a tensão interna e a tensão terminal ou ângulo de potência
ϕ	Ângulo entre a corrente de armadura e a tensão terminal ou ângulo de fator de potência
ϕ_{Zo}	Ângulo da impedância de saída do inversor
ΔV_o	Diferença entre a medição da tensão RMS de dois inversores
$\Delta \omega$	Diferença entre a frequência de dois inversores
D_p	Coefficiente de inclinação de frequência
D_q	Coefficiente de queda de tensão
D_j	Razão de trabalho das chaves S_j
\bar{D}_j	Razão de trabalho das chaves \bar{S}_j

e	Vetor da tensão de saída do inversor
$\bar{e}(t)$	Vetor do valor médio da tensão de saída do inversor em um período de chaveamento
e_{af}	Tensão interna da máquina síncrona
\hat{E}_{af}	Amplitude complexa eficaz da tensão interna da máquina síncrona de polos lisos
$Energia_{campo}$	Energia armazenada no campo magnético da máquina
E_{nom}	Amplitude da tensão nominal do inversor
f_{ch}	Frequência de chaveamento do sinal PWM
f_r	Frequência da rede elétrica
\hat{I}_j	Amplitude complexa eficaz da corrente da fase j
i_j	Corrente da fase j
i_f	Corrente do enrolamento de campo
J	Momento de inércia da massa girante de um gerador síncrono
K_e	Ganho amplificador
K	Dual da inércia J
L	Indutância própria dos enrolamentos de armadura
L_f	Indutância própria dos enrolamentos de campo
L_{rede}	Indutância da rede elétrica
L_s	Indutância síncrona
m	Índice de modulação em amplitude
M	Indutância mútua entre enrolamentos de armadura
M_f	Indutância mútua entre a bobina de campo e a bobina do estator
M_{jf}	Indutância mútua entre a bobina de campo e cada uma das j bobinas do estator
m_{inv}	Coefficiente de inclinação do inversor inv
n_{inv}	Coefficiente de inclinação do inversor inv

P	Potência ativa
P_{1f}	Potência ativa monofásica entregue pelo gerador síncrono de polos lisos a tensão terminal
$\langle i, \widetilde{\cos}(\theta_{re}) \rangle$	Produto interno convencional entre as correntes de armadura e o cosseno do ângulo elétrico do rotor
$\langle i, \widetilde{\sen}(\theta_{re}) \rangle$	Produto interno convencional entre as correntes de armadura e o seno do ângulo elétrico do rotor
P_{nom}	Potência ativa nominal do <i>Synchronverter</i>
P_{ref}	Potência ativa de referência do <i>Synchronverter</i>
P_{inv}	Potência ativa do inversor <i>inv</i>
\bar{p}	Potência ativa média do inversor
\bar{q}	Potência reativa média do inversor
Q	Potência reativa
Q_{nom}	Potência reativa nominal do <i>Synchronverter</i>
Q_{ref}	Potência reativa de referência do <i>Synchronverter</i>
Q_{inv}	Potência reativa do inversor <i>inv</i>
R_f	Resistência do enrolamento de campo
R_{rede}	Resistência da rede elétrica
R_s	Resistência do estator
S	Potência aparente trifásica
S_{nom}	Potência aparente nominal do <i>Synchronverter</i>
S_{1f}	Potência aparente monofásica entregue pelo gerador síncrono de polos lisos a tensão terminal
S_j	Estado da chave superior do inversor conectado à fase j
\bar{S}_j	Estado da chave inferior do inversor conectado à fase j
S_{invnom}	Potência aparente nominal do inversor <i>inv</i>
T_{on}	Intervalo de tempo em que a chave permanece fechada durante o período de chaveamento

T_{ch}	Período de chaveamento de um sinal de PWM
$T_{liquido}$	Torque líquido de um gerador síncrono
$T_{mecanico}$	Torque mecânico de um gerador síncrono
$T_{eletromagnetico}$	Torque eletromagnético de um gerador síncrono
T_{atrito}	Torque referente ao atrito de um gerador síncrono
τ_f	Constante de tempo da malha de frequência
τ_v	Constante de tempo da malha de tensão
v_r	Tensão da fonte de tensão ideal
v_{r1}	Tensão do inversor 1
v_{r2}	Tensão do inversor 2
v_o	Tensão da carga
$v_{o\perp}$	Tensão fictícia adiantada 90° da tensão medida v_o
v_p	Amplitude da tensão terminal (tensão de pico)
\widehat{V}_a	Amplitude complexa eficaz da tensão da fase j
v_j	Tensão terminal da fase j
v_{redej}	Tensão da rede elétrica para a fase j
V_f	Tensão do enrolamento de campo
V_{dc}	Tensão do barramento CC
v_{j0}	Tensão do terminal de saída j em relação ao ponto central do barramento CC do inversor
\bar{v}_{j0}	Valor médio em um período de chaveamento da tensão de polo do terminal j
v_{jN}	Tensão entre o terminal de saída j e o ponto N do barramento CC do inversor
\bar{v}_{jN}	Valor médio em um período de chaveamento da tensão entre o terminal de saída j e o ponto N do barramento CC do inversor
v_{jn}	Tensão entre o terminal de saída j e o neutro da carga
\bar{v}_{jn}	Valor médio em um período de chaveamento da tensão na carga conectada ao terminal j

v_{jn}^*	Valor de referência da tensão entre o terminal de saída j e o neutro da carga
$v_{portadora}$	Sinal triangular de alta frequência igual a frequência de chaveamento
v_{j0}^*	Valor de referência da tensão de polo do terminal j
v	Vetor das tensões de fase no terminal de armadura
v_{nom}	Amplitude nominal da tensão terminal do <i>Synchronverter</i>
X_s	Reatância síncrona
X_{rede}	Reatância da rede elétrica
Z_{oinv}	Impedância de saída do inversor

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	24
1.1	O Synchronverter	28
1.2	Operação de inversores em paralelo utilizando o controle por inclinação	28
1.3	Objetivos da Dissertação de Mestrado	29
1.4	Organização Textual	29
2	INVERSOR FONTE DE TENSÃO E MODULAÇÃO PWM	31
2.1	O Inversor Fonte de Tensão Trifásico	31
2.2	Técnica SPWM para o VSI Trifásico	32
2.3	Sumário	36
3	MÁQUINASSÍNCRONAS	37
3.1	Descrição Física	37
3.2	Modelo Matemático	39
3.2.1	<i>Máquinas Síncronas de polos lisos</i>	<i>39</i>
3.2.2	<i>Equação de oscilação mecânica da máquina síncrona</i>	<i>45</i>
3.3	Sumário	46
4	SYNCHRONVERTER	47
4.1	Implementação de um Synchronverter	47
4.1.1	<i>Parte de potência</i>	<i>47</i>
4.1.2	<i>Parte eletrônica</i>	<i>48</i>
4.2	Controles de potência no Synchronverter	50
4.2.1	<i>Controle por inclinação de frequência e regulação de potência ativa</i>	<i>50</i>
4.2.2	<i>Controle por inclinação de tensão e regulação de potência reativa</i>	<i>52</i>
4.3	Simulação da operação do Synchronverter	53
4.3.1	<i>Operação no modo ilhado com carga resistiva</i>	<i>53</i>
4.3.2	<i>Operação no modo ilhado com carga resistiva e indutiva</i>	<i>57</i>
4.3.3	<i>Sincronização com a rede elétrica</i>	<i>59</i>
4.3.4	<i>Operação no modo conectado à rede sob diferentes frequências da rede elétrica</i>	<i>61</i>
4.3.5	<i>Operação no modo conectado à rede sob diferentes condições de carga</i>	<i>65</i>
4.4	Resultados experimentais da operação do Synchronverter	67
4.4.1	<i>Resultados experimentais para a operação no modo ilhado com carga resistiva e indutiva</i>	<i>67</i>

4.4.2	<i>Resultados experimentais para a operação no modo conectado à rede elétrica</i>	71
4.5	Sumário	94
5	OPERAÇÃO DE INVERSORES EM PARALELO	96
5.1	Controle por Inclinação Convencional	97
5.1.1	<i>Inversores R</i>	<i>99</i>
5.1.2	<i>Inversores C</i>	<i>101</i>
5.1.3	<i>Inversores L</i>	<i>102</i>
5.1.4	<i>Calculador de Potência</i>	<i>108</i>
5.2	Controle por Inclinação Robusto	111
5.2.1	<i>Inversores R</i>	<i>111</i>
5.2.2	<i>Inversores C</i>	<i>113</i>
5.2.3	<i>Inversores L</i>	<i>114</i>
5.3	Paralelismo de Synchronverters	116
5.3.1	<i>Synchronverters com potências nominais e impedâncias de saída iguais</i>	<i>117</i>
5.3.2	<i>Synchronverters com potências nominais diferentes e mesmas impedâncias de saída</i>	<i>119</i>
5.3.3	<i>Synchronverters com potências nominais iguais e diferentes impedâncias de saída</i>	<i>122</i>
5.3.4	<i>Synchronverters com potências nominais iguais e impedâncias de saída puramente resistiva</i>	<i>125</i>
5.4	Sumário	127
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	129
6.1	Trabalhos futuros	130
	REFERÊNCIAS	132

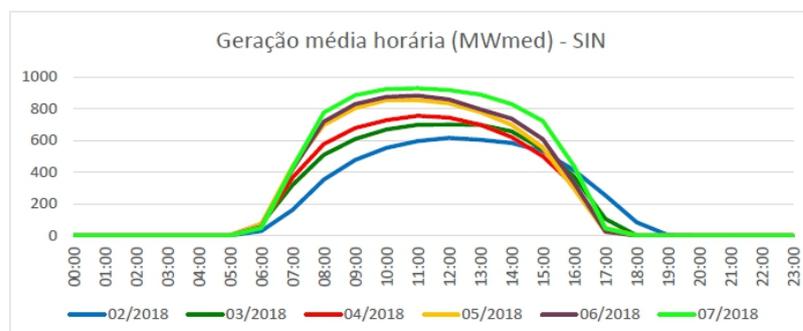
1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro tem seguido a tendência mundial na busca de fontes de energia renováveis e com reduzidos impactos ambientais. Até o ano de 2000 o sistema elétrico brasileiro era predominantemente hidroelétrico, mas com a primeira grande crise hídrica surgiu a primeira necessidade de uma maior diversificação na matriz energética brasileira, a qual foi atendida inicialmente pelo programa de térmicas emergências. Em seguida, no ano de 2002, o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), cuja meta era de instalação de geração proveniente de três fontes primárias: eólica, PCH e biomassa, foi o ponto de partida para a inserção de geração eólica inicialmente de pequeno porte no Sistema Interligado Nacional (SIN) sucedido pela entrada de grandes Complexos de Geração Eólica (CGE) através de leilões de energia elétrica iniciados no ano de 2009 ou por meio do mercado livre. A partir de 2014 uma nova fonte de geração de energia elétrica foi incorporada na matriz elétrica brasileira pela contratação de usina fotovoltaica (UFV).

A constante escassez de água nos grandes reservatórios das hidrelétricas, como ocorre atualmente com os reservatórios das usinas hidrelétricas do rio São Francisco, e as novas políticas mundiais, que visam mitigar impactos ambientais concomitante ao avanço tecnológico, impulsionam ainda mais o crescimento das chamadas fontes de energias renováveis. A conexão dessas fontes de energia renovável no sistema elétrico brasileiro de corrente alternada necessita de conversores CC-CA (corrente contínua-corrente alternada) devido à necessidade de se transformar tensões e correntes contínuas para forma de onda de corrente alternada com frequência compatível com a da rede elétrica.

Tendo como fonte primária o sol, a geração fotovoltaica do SIN apresenta o comportamento médio horário entre os meses de fevereiro a julho de 2018 mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Geração solar média horária do SIN entre os meses de fevereiro a julho de 2018.

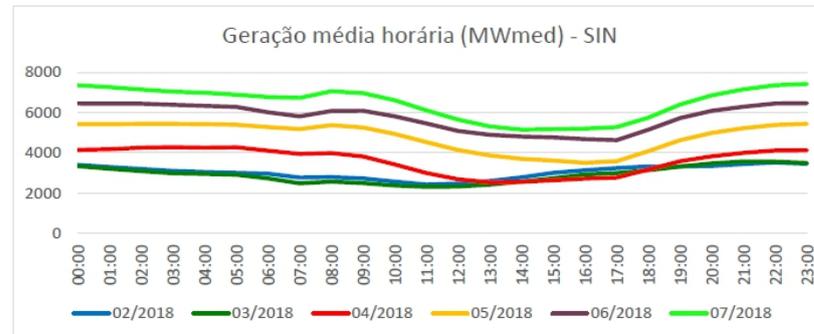


Fonte: ONS (2018b).

Tendo como fonte primária o vento, a geração eólica do SIN apresentou o comportamento

médio horário entre os meses de fevereiro a julho de 2018 apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Geração eólica média horária do SIN entre os meses de fevereiro a julho de 2018.



Fonte: ONS (2018a).

A potência instalada de energia solar, pelas UFVs, atualmente corresponde a 0,83% da capacidade instalada total de geração de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, enquanto que a potência instalada de energia eólica, atualmente corresponde a 8,25% da capacidade instalada total de geração, conforme observa-se na Tabela 1.

Tabela 1 – Capacidade de geração do Brasil.

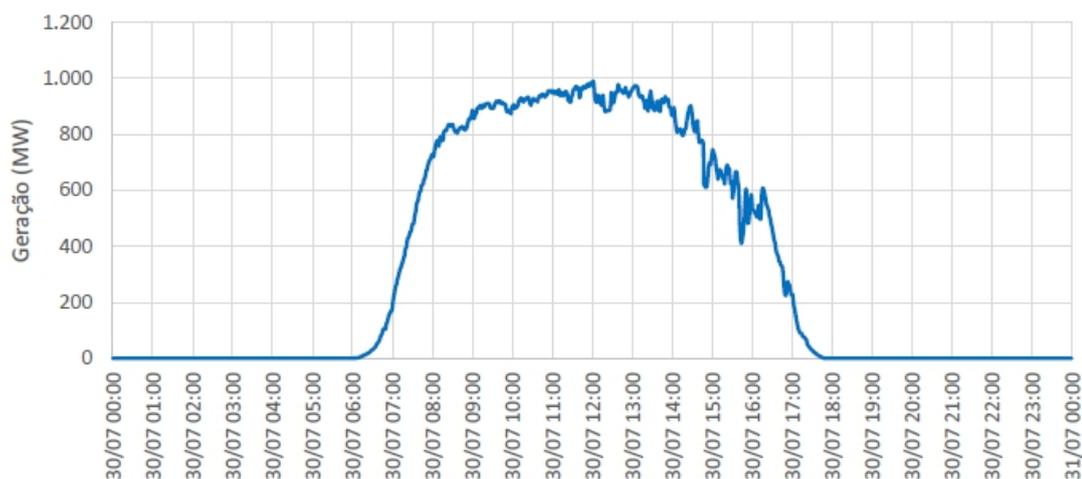
Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	688	675.327	0,42
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	0
Central Geradora Eólica	538	13.194.643	8,25
Pequena Central Hidrelétrica	426	5.115.717	3,2
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2.252	1.322.168	0,83
Usina Hidrelétrica	218	96.414.820	60,25
Usina Termelétrica	2.999	41.315.766	25,82
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,24
Total	7.124	160.028.491	100

Fonte: ANEEL (2018).

Em (BUSQUETS et al., 2008; CARRASCO et al., 2006; EKANAYAKE; HOLDSWORTH; JENKINS, 2003) é visto que o controle de corrente é utilizado para extrair a potência máxima destas fontes de energia renováveis que utilizam eletrônica de potência, tais como energia fotovoltaica e eólica, e, através de seus inversores, injetá-la na rede elétrica. Observa-se, no entanto, que um algoritmo de rastreamento de máxima potência ou outro controle, tal como o controle de tensão do barramento CC, que definirão a referência de corrente.

Este aproveitamento máximo da fonte primária de energia renovável, sol e vento, e as elevadas variações de potência decorrentes de mudanças atmosféricas que impactam nas condições das mesmas podem ser compensados pelos controladores associados a grandes geradores convencionais, por exemplo as grandes usinas hidrelétricas, existentes no sistema elétrico enquanto tais fontes constituam uma pequena parcela da capacidade de energia da rede. Com a penetração de um montante considerável de geradores de energia renováveis que utilizam eletrônica de potência, além das recentes crises hídricas, esse comportamento de buscar apenas a máxima injeção de potência elétrica na rede elétrica poderá acarretar a instabilidade do sistema elétrico. As Figuras 3 e 4 expõem os recordes de elevação de geração de mais de um GigaWatt das fontes fotovoltaica e eólica, respectivamente, no dia em que ocorreu a maior elevação de geração em uma hora no SIN.

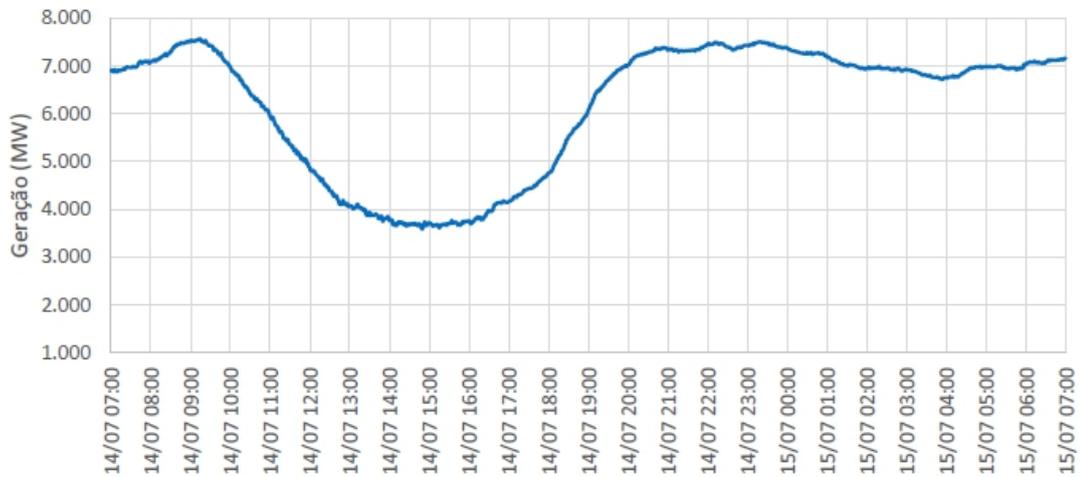
Figura 3 – Recorde de elevação de geração fotovoltaica em uma hora no SIN no mês de julho.



Fonte: ONS (2018b).

Sendo assim, é importante que essas fontes de energia renováveis equiponderem o objetivo de utilizar o máximo recurso disponível de fonte primária com a necessidade de contribuir com a estabilidade do sistema elétrico no qual estão inseridas. Também é importante que, dependendo da necessidade, tais fontes alimentem a energia na rede sob a forma de fontes de tensão em vez de fontes de corrente, de forma semelhante aos geradores de energia convencionais (SAO; LEHN, 2005; BRABANDERE et al., 2007; LOIX et al., 2007).

Figura 4 – Recorde de elevação de geração eólica em uma hora no SIN no mês de julho.



Fonte: ONS (2018a).

A atual tendência mundial de sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage Systems* - ESS) através de baterias se alinha com a perspectiva de maior inserção de carros elétricos no setor automotivo, além de serem usados como alternativa de fonte de geração de energia elétrica (COUNCIL, 2018). O armazenamento de energia também pode ser utilizado em conjunto com as CGEs e UFVs para armazenar a energia produzida em excesso e reduzir a variabilidade proveniente dessas fontes.

Nesse contexto, o inversor chamado *Synchronverter* proposto por Zhong e Weiss (2011), apresenta uma forma de utilizar as fontes de energia renováveis com armazenamento de energia e de sistemas de armazenamento de energia de maneira a imitar o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona através do controle eletrônico do conversor, ou seja, de modo que os conversores emulem os geradores síncronos. Sendo assim, toda a teoria e os algoritmos bem consolidados usados para controlar geradores síncronos podem ser estendidos para sistemas de energia baseados em conversores do tipo fonte de tensão.

Outrossim, a necessidade de alta confiabilidade para clientes críticos e o projeto de grandes centrais de geração exigem que vários conversores sejam operados em paralelo para serem utilizados no sistema elétrico com nível de tensão elevado e garantir o atendimento a cargas críticas. O *Synchronverter* também possibilita o compartilhamento de carga com os demais conversores do mesmo tipo e as demais máquinas síncronas por meio do controle através das curvas de inclinação de tensão e frequência, portanto um controle sem comunicação entre os conversores (*Wireless-control*).

1.1 O Synchronverter

O *Synchronverter* proposto por Zhong e Weiss (2011) fornece uma tensão como referência para uma técnica de chaveamento por modulação de largura de pulso, a qual irá gerar os pulsos das chaves do inversor de modo a emular o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona real. Tal comportamento é realizado através do controle eletrônico de um conversor do tipo fonte de tensão de modo a operá-lo para imitar geradores síncronos, como resultado, toda a teoria e os algoritmos bem consolidados usados para controlar geradores síncronos podem ser estendidos para sistemas de energia compostos de inversores funcionando como *Synchronverters*.

O *Synchronverter* pode ser configurado para operar em modo ilhado ou para ser conectado à rede. No modo ilhado fornecerá a potência ativa e reativa necessárias para alimentar uma carga de maneira semelhante a um gerador síncrono convencional, podendo ser ajustado para fornecer frequência e tensão determinadas. No modo conectado à rede elétrica, o *Synchronverter* poderá fornecer potência ativa e reativa conforme solicitadas e operar com mecanismos de controle por inclinação variando a potência ativa a depender da variação de frequência da rede elétrica e variando a potência reativa a depender da variação da tensão da rede elétrica. Em ambos os casos, a máxima potência que o *Synchronverter* poderá fornecer depende da capacidade da fonte primária de energia conectada ao seu barramento CC.

Para uma conexão segura à rede elétrica é necessário garantir a sincronização do *Synchronverter* como acontece na conexão de máquinas síncronas. Deste modo, antes da conexão, deve-se garantir condições praticamente igualitárias de magnitude de tensão eficaz, frequência angular, fase e sequência de fases da tensão terminal do *Synchronverter* em relação a tensão do ponto de conexão com a rede elétrica. Visando atender estas condições pode ser utilizado um *Phase Locked Loop* (PLL) que fornecerá a frequência angular e a amplitude de tensão da rede elétrica para serem utilizadas como referências para o controle do *Synchronverter*.

1.2 Operação de inversores em paralelo utilizando o controle por inclinação

As estratégias de paralelismo de inversores com controle por inclinação não necessitam de nenhum mecanismo de comunicação externa entre os inversores para obter um compartilhamento de cargas adequado pois o controle é baseado nas curvas de inclinação de tensão e frequência em função das potências ativa e reativa.

O controle por inclinação convencional necessita que os inversores de diferentes capacidades operados em paralelo tenham a mesma impedância de saída por unidade e o mesmo ponto de ajuste de tensão para um compartilhamento da carga proporcional às suas respectivas capacidades, conforme demonstrado em (ZHONG; HORNIK, 2013). Tais condições são difíceis de se encontrar na prática resultando em erros no compartilhamento de carga.

O controle por inclinação robusto proposto em (ZHONG; HORNIK, 2013) incorpora no controle por inclinação convencional uma realimentação do erro da queda de tensão entre o inversor e a carga através de um ganho amplificador e inclui um integrador antes de gerar a

nova tensão de referência do inversor. Assim, o controle por inclinação robusto mitiga o impacto de erros computacionais, de ruídos e fica não dependente da impedância de saída do inversor, todavia depende de medições de tensão precisas para alcançar o compartilhamento de potência ativa e reativa proporcional as capacidades dos inversores e da característica da impedância de saída.

Ambos controles por inclinação descritos anteriormente necessitam de mudança no controlador a depender da característica da impedância de saída do inversor, sendo assim, existirá um controle diferente para um inversor com impedância de saída predominantemente resistiva, indutiva ou capacitiva, conforme em (ZHONG; HORNIK, 2013).

Os *Synchronverters* também podem operar em paralelo utilizando os princípios e características dos controles por inclinação, todavia adicionam a dinâmica de uma máquina síncrona incluindo a equação de *swing* e uma inércia virtual, e, assim, obtém-se um compartilhamento de carga preciso, conforme descrito em (ZHONG; HORNIK, 2013).

1.3 Objetivos da Dissertação de Mestrado

Os objetivos deste trabalho são listados a seguir:

1. Estudar a operação de um inversor operando como máquina síncrona através do *Synchronverter* por meio de simulação utilizando o programa Matlab/Simulink;
2. Validar a operação do *Synchronverter* por meio de resultados experimentais da implementação em laboratório utilizando o dSPACE;
3. Estudar a operação de inversores em paralelo utilizando o programa Matlab/Simulink;
4. Avaliar um controle robusto que minimize os erros de compartilhamento de carga na operação de inversores em paralelo;
5. Analisar a operação de *Synchronverters* com conexão em paralelo.

1.4 Organização Textual

Este trabalho está organizado conforme os capítulos descritos a seguir:

- **Capítulo 2** - O inversor fonte de tensão é retratado de maneira sucinta juntamente com a técnica de modulação utilizada no trabalho para gerar os pulsos para suas chaves.
- **Capítulo 3** - Uma revisão sobre máquinas síncronas é realizada de modo a permitir o entendimento do funcionamento de uma máquina síncrona e os modelos matemáticos que a representam.

- **Capítulo 4** - A operação de inversores fonte de tensão trifásicos para imitar máquinas síncronas através do *Synchronverter* é apresentada e analisada por meio de simulações e experimento.
- **Capítulo 5** - O paralelismo de inversores fonte de tensão monofásico é estudado e é verificado um controle robusto para mitigar os erros de compartilhamento de carga entre inversores operados em paralelo. Após a contextualização do paralelismo de inversores é analisada a operação em paralelo de *Synchronverters*.
- **Capítulo 6** - As conclusões finais do trabalho e as sugestões de trabalhos futuros são exibidas.

2 INVERSOR FONTE DE TENSÃO E MODULAÇÃO PWM

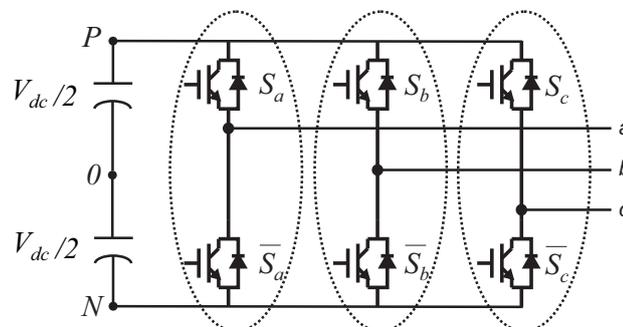
Neste capítulo é apresentado resumidamente o inversor fonte de tensão trifásico, conhecido como *Voltage Source Inverters* (VSI), incluindo seu princípio de funcionamento e a forma típica de chaveamento através da técnica modulação de largura de pulso (PWM) (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003). A modulação PWM consiste basicamente na comparação de um sinal de referência constante ou variante no tempo com uma forma de onda triangular, chamada de onda portadora, de forma a gerar os sinais de disparo para as chaves que compõem o inversor.

2.1 O Inversor Fonte de Tensão Trifásico

Conversores CC-CA cuja função é converter energia CC em energia CA controlando a amplitude e/ou frequência das grandezas de saída são chamados de inversores (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 2003). A amplitude e a frequência da tensão de saída podem ser fixas ou variáveis de acordo com o controle empregado em seu chaveamento. As formas de onda da tensão de saída de inversores ideais deveriam ser senoidais, todavia as formas de onda de inversores práticos apresentam um conteúdo harmônico. De acordo com a técnica de chaveamento utilizada, o conteúdo harmônico da tensão de saída pode ser minimizado ou reduzido significativamente.

O inversor fonte de tensão trifásico é ilustrado na Figura 5, ele é composto por um conjunto de capacitores que formam o barramento CC, dando a este barramento uma característica de fonte de tensão, e, em seus terminais de saída, é conectada uma carga CA trifásica que geralmente tem característica predominantemente indutiva (PENG, 2003).

Figura 5 – Inversor trifásico fonte de tensão.



Fonte: O autor (2019).

As seis chaves ($S_a, \bar{S}_a, S_b, \bar{S}_b, S_c$ e \bar{S}_c) compõem o VSI trifásico, sendo cada chave composta por um dispositivo semiconductor comandado, tal como o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), e um diodo em anti-paralelo, permitindo a chave operar com fluxo bidirecional de corrente e capacidade de bloqueio unidirecional da tensão (BRADASCHIA, 2012). Cada chave pode estar operando (estado fechado) ou fora de operação (estado aberto). Desta forma, define-se um sistema binário com $S_j = 0$ para a chave em estado aberto e $S_j = 1$ para a chave em estado fechado, onde $j = \{a, b, c\}$ representa as três fases de um VSI trifásico.

Os três braços inversores possuem, cada um deles, dois semicondutores comandados, portanto para um braço do VSI trifásico existem quatro combinações de chaveamento possíveis, mas apenas duas permitidas: $S_j = 0$ e $\bar{S}_j = 1$ ou $S_j = 1$ e $\bar{S}_j = 0$, visto que as chaves de um mesmo braço não podem estar no mesmo estado evitando o curto-circuito, caso em que as duas chaves estariam no estado fechado, $S_j = 1$ e $\bar{S}_j = 1$, e circuito aberto, caso em que as duas chaves estariam no estado aberto, $S_j = 0$ e $\bar{S}_j = 0$. Devido à natureza complementar das chaves inferiores, estas são definidas como \bar{S}_a, \bar{S}_b e \bar{S}_c , e a equação

$$S_j + \bar{S}_j = 1 \quad (1)$$

deve ser sempre respeitada.

São oito as combinações de chaveamento permitidas para o VSI trifásico e o comportamento em relação aos estados da chave é realizado determinando-se a tensão entre o terminal de saída j e o ponto negativo N do barramento CC (v_{jN}) e a tensão de polo do inversor (v_{j0}), que é a tensão entre a saída j e o ponto central do barramento CC (ALVES, 1998) como:

$$v_{jN} = V_{dc}S_j, \quad (2)$$

$$v_{j0} = \frac{V_{dc}}{2}(2S_j - 1). \quad (3)$$

A tensão na carga (v_{jn}) pode ser determinada considerando um sistema a três fios e uma carga equilibrada com o neutro isolado (flutuante), com relação aos estados das chaves superiores (S_a, S_b e S_c) (ALVES, 1998; BRADASCHIA, 2008) através da seguinte equação matricial:

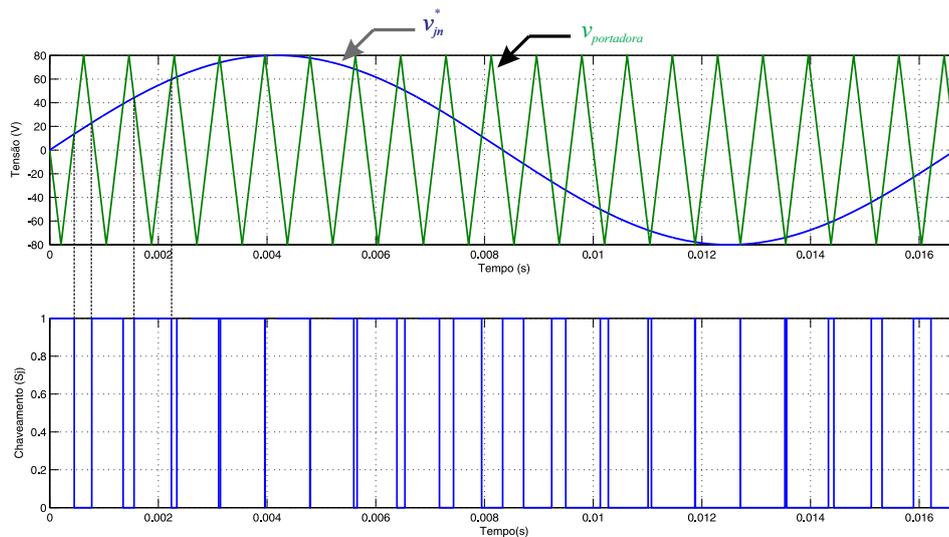
$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}. \quad (4)$$

2.2 Técnica SPWM para o VSI Trifásico

A técnica PWM senoidal (SPWM) é um caso especial onde o sinal modulador é uma onda senoidal (RASHID, 2001). O princípio de funcionamento do PWM senoidal (SPWM) é apresentado na Figura 6. Nessa técnica uma tensão de referência fase-neutro na carga (v_{jn}^{sen}) senoidal é comparada com uma onda triangular de alta frequência ($v_{portadora}$), gerando os pulsos

da chave S_j . Os pulsos gerados fazem com que a chave esteja no estado aberto sempre que a onda triangular for maior do que a tensão de referência e no estado fechado ($S_j = 1$) sempre que a tensão de referência for maior do que a onda triangular, com os pontos de transição correspondendo as interseções de v_{jn}^* e $v_{portadora}$ e a largura destes pulsos sendo proporcional ao valor do sinal modulador.

Figura 6 – Princípio de funcionamento da técnica de PWM senoidal baseada em portadora.



Fonte: O autor (2019).

A proporção do período de chaveamento na qual a chave S_j permanece fechada (T_{on}) é definida como sendo a razão de trabalho (D_j) da chave, ou *duty cycle*, sendo calculada por

$$D_j = \frac{T_{on}}{T_{ch}}, \quad (5)$$

onde $D_j = [0; 1]$ e o período de chaveamento é T_{ch} .

Conforme (1) os estados das chaves no mesmo braço devem ser complementares, consequentemente, as razões de trabalho das chaves também são complementares. Portanto:

$$D_j + \overline{D}_j = 1. \quad (6)$$

Desta forma, conhecendo o estado e a razão de trabalho das três chaves superiores do VSI trifásico obtém-se a partir de (1) e (6) o estado e a razão de trabalho de cada uma das chaves no mesmo braço.

Para se determinar as razões de trabalho das chaves superiores, calculam-se os valores médios de cada uma das tensões definidas em (2), (3) e (4) (ALVES, 1998; BRADASCHIA, 2008):

$$\bar{v}_{jN} = V_{dc}D_j, \quad (7)$$

$$\bar{v}_{j0} = \frac{V_{dc}}{2}(2D_j - 1), \quad (8)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{an} \\ \bar{v}_{bn} \\ \bar{v}_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_a \\ D_b \\ D_c \end{bmatrix}. \quad (9)$$

A expressão obtida em (9) estabelece que, assumindo que os valores médios \bar{v}_{jn} são iguais a v_{jn}^* , pode-se determinar a razão de trabalho D_j capaz de produzir na saída do inversor tensões com componentes fundamentais iguais às referências. Para isto, é necessário inverter a matriz em (9). No entanto, qualquer linha ou coluna desta matriz pode ser representada como uma combinação linear das outras linhas ou colunas, fazendo com que esta matriz não possa ser invertida e haja infinitos conjuntos de valores que definem D_j . É por causa desta infinidade de valores possíveis das razões de trabalho que existem diversas técnicas de PWM para o VSI.

Uma possível solução para as razões de trabalho das chaves em (9) é fazer $\bar{v}_{j0} = v_{jn}^*$. Substituindo \bar{v}_{j0} por v_{jn}^* em (8) e isolando a razão de trabalho D_j , encontra-se:

$$D_j = \frac{1}{2} + \frac{v_{jn}^*}{V_{dc}}. \quad (10)$$

A substituição de (10) em (9) resulta em $\bar{v}_{jn} = v_{jn}^*$, ou seja, está comprovado que (10) é uma possível solução para as razões de trabalho das chaves do inversor. Esta solução particular é a implementação digital do PWM senoidal.

Para determinar a amplitude máxima de v_{jn}^* que pode ser produzida pelo PWM senoidal, é necessário aplicar os limites das razões de trabalho das chaves ($0 \leq D_j \leq 1$) em (10). Com isto, encontra-se que a amplitude máxima de v_{jn}^* é $\frac{V_{dc}}{2}$, para esta técnica de modulação.

Definindo v_{jn}^* como sendo ondas puramente senoidais e iguais a

$$\begin{cases} v_{an}^* = m \frac{V_{dc}}{\sqrt{3}} \cos(\omega t) \\ v_{bn}^* = m \frac{V_{dc}}{\sqrt{3}} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{cn}^* = m \frac{V_{dc}}{\sqrt{3}} \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases}, \quad (11)$$

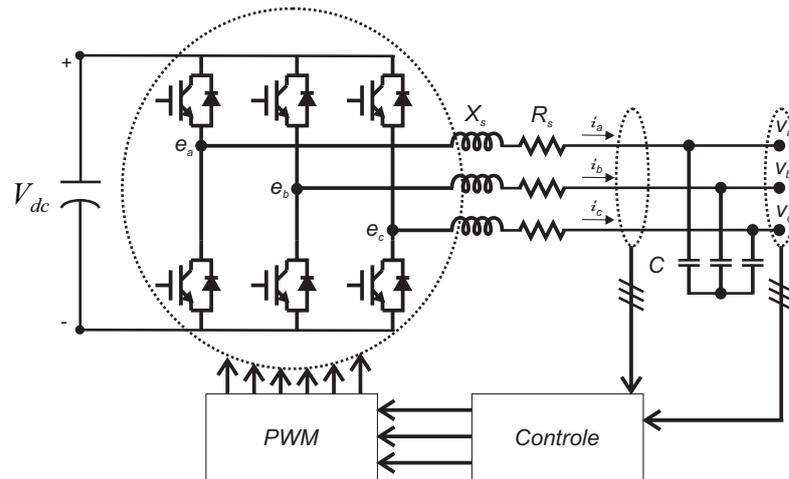
onde ω é a frequência angular das tensões de saída e m é o índice de modulação, que determina o quanto do limite de amplitude das tensões da carga está sendo produzido pelo inversor.

Sabendo que na técnica de PWM senoidal a amplitude máxima de v_{jn}^* é $\frac{V_{dc}}{2}$ e tendo definido v_{jn}^* em (11), é possível concluir que, nesta técnica de modulação, $0 \leq m \leq \frac{\sqrt{3}}{2}$.

A Figura 7 representa um inversor VSI trifásico com o PWM gerando os pulsos das seis chaves do inversor. O inversor e seu filtro de saída LC compõe um sistema não linear variante no

tempo, entretanto tal sistema pode ser transformado em um modelo linear equivalente (HAVA; KERKMAN; LIPO, 1997; HAVA; KERKMAN; LIPO, 1999). Uma técnica de linearização simples consiste em aproximar a tensão de saída do inversor, $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$, por seu valor médio em um período de chaveamento $\bar{e}(t) = \frac{1}{T_{ch}} \int_t^{t+T_{ch}} e(t) dt$.

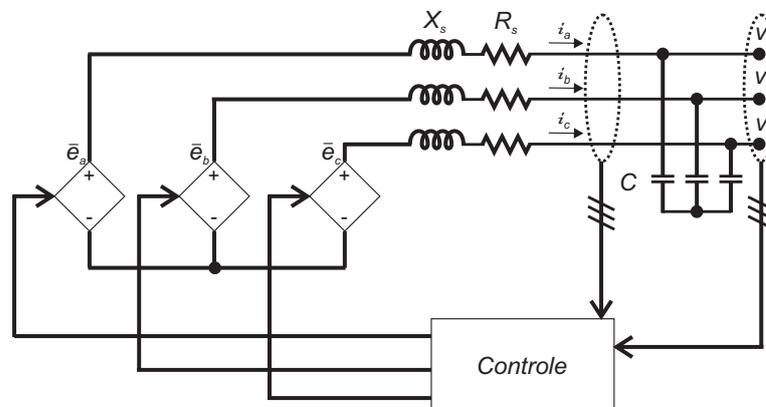
Figura 7 – Representação do VSI trifásico com PWM.



Fonte: O autor (2019).

Este modelo linear equivalente é representado na Figura 8, onde o inversor VSI trifásico juntamente com o PWM são substituídos por fontes de tensão controlada equivalentes.

Figura 8 – Representação do VSI trifásico com PWM por fonte de tensão controlada.



Fonte: O autor (2019).

2.3 Sumário

Neste capítulo foi verificado o princípio de funcionamento do inversor fonte de tensão trifásico e apresentada a modulação por largura de pulso senoidal, onde o sinal modulador é uma onda senoidal, além da possibilidade de ser representado por um modelo linear equivalente. O PWM senoidal é de implementação simples e baixo esforço computacional.

3 MÁQUINAS SÍNCRONAS

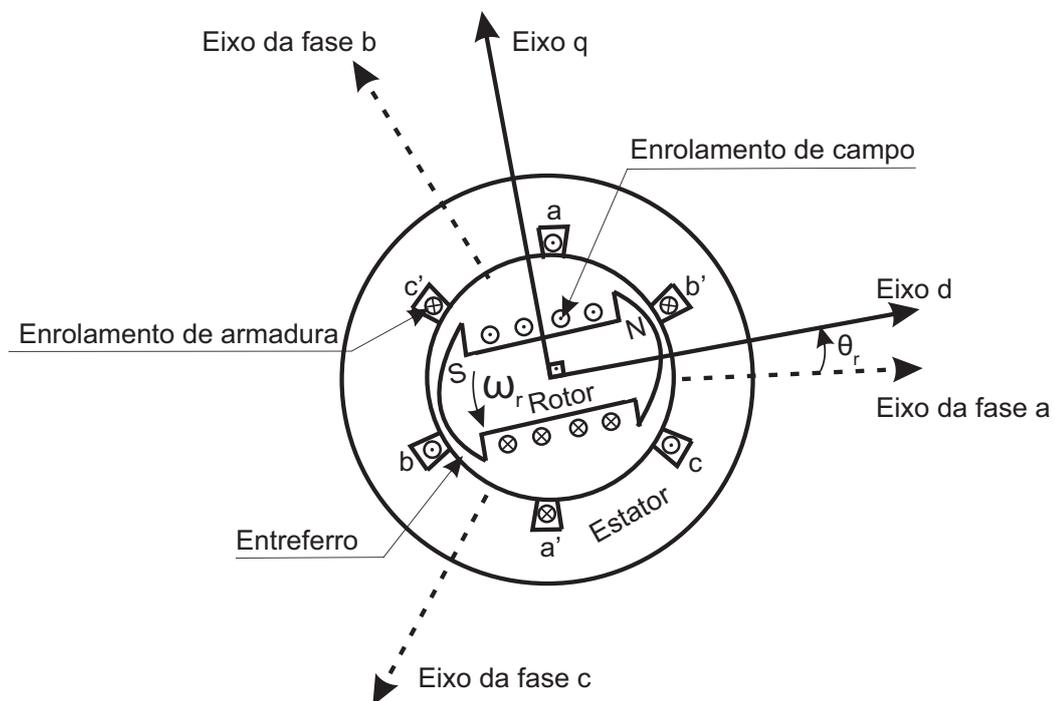
A compreensão do funcionamento e da modelagem matemática de um gerador síncrono são etapas necessárias com vista a modelar um inversor de potência para imitar o comportamento de uma máquina síncrona.

Sendo assim, este capítulo apresenta uma descrição sucinta do funcionamento dos geradores síncronos e das equações utilizadas para a sua modelagem.

3.1 Descrição Física

A máquina consiste de dois elementos essenciais: o campo e a armadura. O enrolamento de campo transporta corrente contínua e produz um campo magnético que induz tensão alternada nos enrolamentos de armadura (KUNDUR, 1994). A Figura 9 ilustra a seção transversal de uma máquina síncrona trifásica com um par de polos de campo.

Figura 9 – Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica.



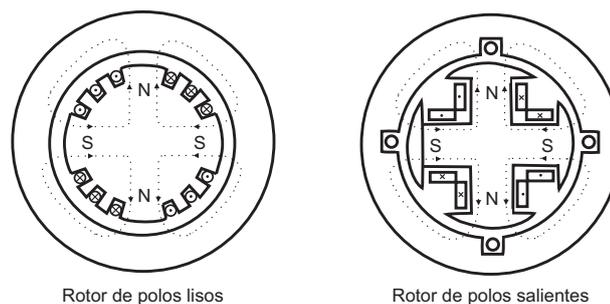
Fonte: adaptado de Kundur (1994).

Uma máquina síncrona, em condições de regime permanente, é uma máquina CA cuja velocidade de rotação do seu eixo é proporcional à frequência da corrente de sua armadura. O rotor, juntamente com o campo magnético criado pela corrente CC do campo do rotor, gira na mesma velocidade do campo magnético girante, produzido pelas correntes de armadura, resultando um conjugado constante (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

O estator da máquina síncrona consiste de um núcleo ferromagnético laminado com ranhuras internas, um conjunto de enrolamentos distribuídos de estator trifásico colocados sobre as ranhuras do núcleo e uma estrutura externa com proteções e rolamentos finais para o eixo do rotor. As voltas dos enrolamentos do estator são igualmente distribuídas sobre o par de polos e os eixos de fase são espaçados $\frac{2\pi}{3}$ radianos elétricos (ONG, 1998).

O rotor pode ser de polos lisos ou de polos salientes de acordo com a sua construção, a Figura 10 apresenta o corte transversal de uma máquina síncrona de 4 polos com rotor cilíndrico (polos lisos) e com rotor saliente. A construção de geradores síncronos com rotores de polos salientes é comumente usada em aplicações de baixa velocidade como em usinas hidroelétricas, onde a máquina é acoplada a turbinas hidráulicas que operam em baixa rotação e, deste modo, requer geradores com elevado número de polos. O arranjo alternado do ferro polar e do espaço interpolar resulta na direção preferencial dos caminhos do fluxo magnético ou da saliência magnética. A construção de geradores síncronos com rotores de polos lisos é melhor adaptada para aplicações de alta velocidade geralmente empregada em turbogeradores com número de polos igual a 2 ou 4.

Figura 10 – Corte transversal da máquina de 4 polos de rotor cilíndrico e saliente.



Fonte: O autor (2019).

Além dos enrolamentos de campo e de armadura algumas máquinas também são construídas com enrolamentos amortecedores, cujas funções são o amortecimento de torques oscilatórios decorrentes de variação na potência da rede, redução da sobretensão nas fases sãs durante curto-circuitos, amortecimento das correntes induzidas devido à sincronização fora de fase, entre outras (ADKINS, 1957). De acordo com Anderson e Fouad (2003) em condições normais de operação e em regime permanente não há tensão e corrente induzidas no enrolamento amortecedor, só

existindo quando ocorrem fenômenos transitórios na máquina síncrona.

3.2 Modelo Matemático

Um gerador síncrono quando fornece potência a uma impedância de carga está atuando como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade do seu acionador mecânico primário (máquina motriz). A amplitude da tensão gerada é proporcional à frequência e à corrente de campo. A corrente e o fator de potência são então determinados pela excitação do campo do gerador e pelas impedâncias do gerador e da carga (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006).

Um gerador síncrono conectado a um sistema interligado de grande porte tem sua tensão e frequência terminais fixadas pelo sistema, sendo assim, as correntes de armadura produzirão uma componente de campo magnético de entreferro que gira na velocidade determinada pela frequência elétrica do sistema, denominada velocidade síncrona. Então, para produzir um conjugado eletromecânico constante e unidirecional, os campos do estator e do rotor devem girar na mesma velocidade.

A análise e modelagem da máquina síncrona vem sendo estudada intensamente desde a década de 1920 (BLONDEL, 1923; DOHERTY; NICKLE, 1926; PARK, 1929; PARK, 1933; MACDONALD; REECE; TURNER, 1985) produzindo vários livros que abordaram a teoria e o desempenho das máquinas, tais como (ADKINS, 1957; CONCORDIA, 1951; KIMBARK, 1956; FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006; KUNDUR, 1994; ONG, 1998), os quais podem representar os diversos fenômenos que ocorrem nas máquinas reais, tais como saliência, saturação, efeitos das ranhuras, etc. A modelagem da máquina síncrona considera um sistema eletromecânico onde a parte mecânica gera o torque mecânico através das turbinas ao eixo da máquina e a parte elétrica transforma a energia mecânica em energia elétrica.

O *Synchronverter* deve ter um comportamento semelhante ao de uma máquina síncrona, sem necessariamente incorporar complexidades associadas aos aspectos construtivos, deste modo, nesta seção, para a análise do sistema e o projeto do controlador, é instituído um modelo de um gerador síncrono de polos lisos, sem enrolamentos amortecedores, com um par de polos e sem efeitos da saturação no núcleo de ferro, como sendo um sistema dinâmico passivo sem considerar detalhes construtivos da máquina síncrona real que tornam o modelo mais complexo, consoante em (ZHONG; WEISS, 2011).

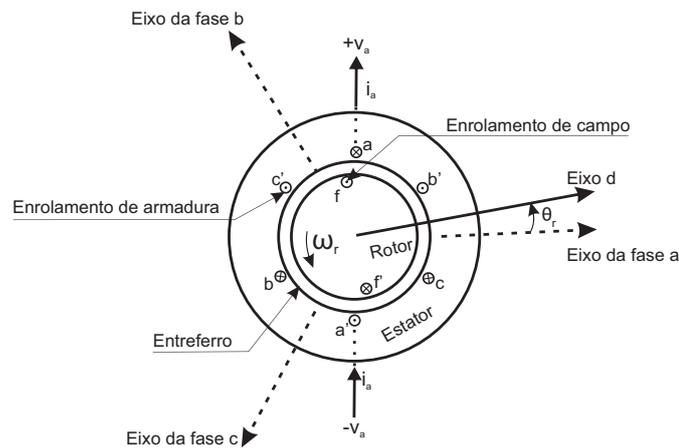
3.2.1 Máquinas Síncronas de polos lisos

Nesta subseção são apresentadas as equações matemáticas utilizadas para a modelagem da parte elétrica de um gerador síncrono de polos lisos baseadas em Fitzgerald, Kingsley e Umans (2006) e reformuladas para serem utilizadas no controle do *Synchronverter* conforme em (ZHONG; WEISS, 2011).

A Figura 11 ilustra a seção transversal de uma máquina síncrona trifásica de rotor cilíndrico com um par de polos, onde:

1. As bobinas aa' , bb' e cc' representam enrolamentos de armadura distribuídos que produzem ondas senodais de força magnetomotriz (FMM) e de densidade de fluxo no entreferro;
2. O enrolamento de campo ff' representa um enrolamento distribuído que produz onda senoidal de FMM e de densidade de fluxo centrada em seu eixo magnético girando com o rotor;
3. Os sentidos de referência das correntes são indicados por pontos e cruzes;
4. O eixo magnético do rotor é representado por meio do intitulado "eixo d";
5. O modelo considera entreferro uniforme, sendo desprezados os efeitos das ranhuras para alocação dos enrolamentos, bem como de possíveis excentricidades devido ao posicionamento imperfeito do rotor;
6. Os enrolamentos das fases do estator são distribuídos perfeitamente, de modo a produzir ondas de campo perfeitamente senoidais, isto é, foram desprezadas as harmônicas espaciais das ondas de campo.

Figura 11 – Diagrama esquemático da máquina síncrona trifásica de rotor cilíndrico e dois polos.

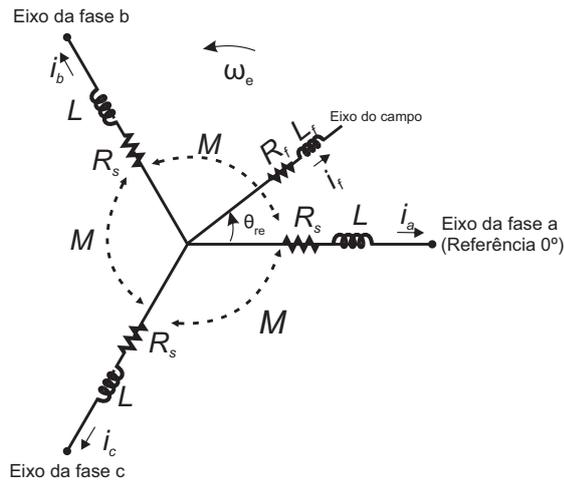


Fonte: O autor (2019).

Desprezando os efeitos das ranhuras do rotor, a geometria do entreferro não dependerá de θ_r para um rotor cilíndrico e, assim, as indutâncias próprias dos enrolamentos do estator serão constantes. Supondo que as indutâncias mútuas entre as fases de armadura dependam exclusivamente do fluxo fundamental espacial de entreferro, as mesmas serão iguais e constantes.

Deste modo, os enrolamentos do estator são considerados como bobinas concentradas com resistência R_s e com indutância própria de armadura L e indutância mútua $-M$, para $M > 0$, com um valor típico de $M = |L \cos(120^\circ)|$, enquanto que o enrolamento de campo (ou rotor) é considerado como uma bobina concentrada com resistência R_f e com indutância própria de campo L_f , como ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Estrutura de um gerador síncrono trifásico de rotor cilíndrico idealizado.



Fonte: O autor (2019).

Supondo que a FMM espacial e a distribuição de fluxo no entreferro sejam senoidais, as indutâncias mútuas entre estator e rotor variam proporcionalmente com o ângulo elétrico entre o eixo magnético do enrolamento de campo f e o de cada fase do estator. Assim,

$$M_{af} = M_f \cos(\theta_{re}), \quad (12)$$

$$M_{bf} = M_f \cos(\theta_{re} - 120^\circ) \quad (13)$$

e

$$M_{cf} = M_f \cos(\theta_{re} + 120^\circ). \quad (14)$$

A indutância própria do enrolamento de campo não depende da posição do rotor.

O ângulo elétrico (θ_{re}) pode ser obtido do ângulo mecânico entre o eixo do rotor e o eixo do estator (θ_r) por:

$$\theta_{re} = \theta_r \left(\frac{polos}{2} \right) = (\omega_r t + \delta_0) \left(\frac{polos}{2} \right). \quad (15)$$

Com o rotor girando na velocidade síncrona (ω_s) temos $\omega_r = \omega_s$ e, conseqüentemente, $\omega_{re} = \omega_s \left(\frac{polos}{2} \right)$.

Expressando os fluxos concatenados (λ) das fases de armadura a , b e c e do enrolamento de campo f em termos das correntes (i), das indutâncias próprias de armadura L , das indutâncias mútuas entre os enrolamentos de armadura M , da indutância própria de campo L_f e das indutâncias mútuas entre os enrolamentos de armadura e o enrolamento de campo (M_{af} , M_{bf} e M_{cf}), teremos:

$$\lambda_a = Li_a - Mi_b - Mi_c + M_{af}i_f, \quad (16)$$

$$\lambda_b = -Mi_a + Li_b - Mi_c + M_{bf}i_f, \quad (17)$$

$$\lambda_c = -Mi_a - Mi_b + Li_c + M_{cf}i_f \quad (18)$$

e

$$\lambda_f = M_{af}i_a + M_{bf}i_b + M_{cf}i_c + L_fi_f. \quad (19)$$

Denotando

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, \quad (20)$$

$$i = \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix}, \quad (21)$$

$$\widetilde{\cos}(\theta_{re}) = \begin{pmatrix} \cos(\theta_{re}) \\ \cos(\theta_{re} - 120^\circ) \\ \cos(\theta_{re} + 120^\circ) \end{pmatrix} \quad (22)$$

e

$$\widetilde{\text{sen}}(\theta_{re}) = \begin{pmatrix} \text{sen}(\theta_{re}) \\ \text{sen}(\theta_{re} - 120^\circ) \\ \text{sen}(\theta_{re} + 120^\circ) \end{pmatrix}, \quad (23)$$

e assumindo que a linha de neutro não está conectada, ou seja, $i_a + i_b + i_c = 0$, e considerando a indutância síncrona dada por $L_s = L + M$, pode-se reescrever as equações de fluxo concatenado de estator e do rotor como

$$\lambda = L_s i + M_f i_f \widetilde{\cos}(\theta_{re}) \quad (24)$$

e

$$\lambda_f = L_f i_f + M_f \langle i, \widetilde{\cos}(\theta_{re}) \rangle, \quad (25)$$

onde $\langle i, \widetilde{\cos}(\theta_{re}) \rangle$ se refere ao produto interno convencional entre as correntes de armadura e o cosseno do ângulo elétrico do rotor, que é constante se as três correntes de fase são senoidais e equilibradas, ou seja, assumindo que $\theta_{re} = \omega_{re}t + \theta_{re0}$, tem-se $i_a = I \cos(\omega_{re}t + \varphi)$, $i_b = I \cos(\omega_{re}t + \varphi - 120^\circ)$ e $i_c = I \cos(\omega_{re}t + \varphi + 120^\circ)$.

Adotando o sentido da corrente positivo como a corrente saindo dos terminais da máquina, conhecido como sentido de referência do tipo gerador, pode-se obter as tensões de fase no terminal de armadura $v = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ a partir de (24) e expressar como

$$v = -R_s i - \frac{d\lambda}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e, \quad (26)$$

onde $e = [e_a \ e_b \ e_c]^T$ é a tensão induzida pelo fluxo do enrolamento de campo no enrolamento da fase, também conhecida como tensão interna, devido ao movimento do rotor dada por

$$e = M_f i_f \omega_{re} \widetilde{\sen}(\theta_{re}) - M_f \frac{di_f}{dt} \widetilde{\cos}(\theta_{re}). \quad (27)$$

Observa-se que a indutância síncrona é a indutância efetiva vista pela fase a quando a máquina está funcionando em regime permanente e condições trifásicas equilibradas.

A tensão no terminal de campo não é abordada nessa modelagem pois a corrente de campo é usada como uma entrada constante ajustável pelo sistema de controle ao invés da tensão de campo. Deste modo, a modelagem da parte elétrica da máquina está completa.

Reescrevendo os termos da equação (26) em função dos seus valores eficaz obtém-se para a fase a

$$\widehat{V}_a = -R_s \widehat{I}_a - jX_s \widehat{I}_a + \widehat{E}_{af}, \quad (28)$$

onde $X_s = \omega_{re} L_s$ é a reatância síncrona.

A partir da equação (28) é possível montar o diagrama unifilar referente à fase a para o circuito equivalente da máquina síncrona atuando como gerador e, também, os diagramas fasoriais de um gerador síncrono operando sobreexcitado e subexcitado, conforme a Figura 13.

O ângulo entre a tensão interna (\widehat{E}_{af}) e a tensão terminal (\widehat{V}_a) é denominado de ângulo de potência (δ), sendo também conhecido como ângulo de carga ou de torque. Enquanto que o ângulo (ϕ) entre a corrente de armadura e a tensão terminal é denominado de ângulo de fator de potência. O sentido de referência adotado para ângulos positivos é o sentido anti-horário.

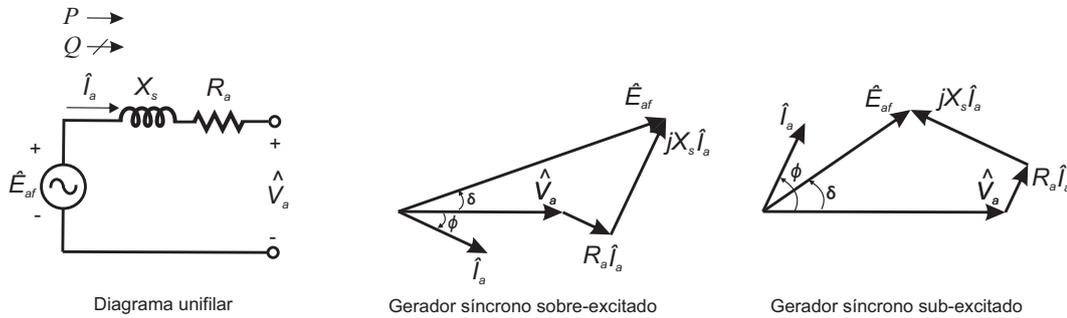
Expressando as tensões fasoriais e a impedância em forma polar, considerando a tensão \widehat{V}_a como referência, bem como os sentidos de referência da Figura 13, tem-se:

$$\widehat{E}_{af} = E_{af} e^{j\delta}, \quad (29)$$

$$\widehat{V}_a = V_a e^{j0} = V_a, \quad (30)$$

$$Z = R_a + jX_s = |Z| e^{j\phi_z}. \quad (31)$$

Figura 13 – Diagramas unifilar e fasorial para um gerador síncrono de polos lisos.



Fonte: O autor (2019).

Aplicando a lei de Kirchhoff pode-se obter a corrente conforme a seguir

$$\hat{I}_a = I_a e^{j\phi} = \frac{E_{af} e^{j\delta} - V_a}{|Z| e^{j\phi_Z}}. \quad (32)$$

A potência aparente monofásica (\hat{S}_{1f}) entregue pelo gerador síncrono de polos lisos a tensão terminal, segundo os sentidos de referência da Figura 13, é dada pelo produto entre a tensão interna (\hat{E}_{af}) e o conjugado da corrente, ou seja, $\hat{S}_{1f} = \hat{E}_{af} \hat{I}_a^*$. Após algumas manipulações pode-se obter a potência ativa por

$$P_{1f} = \frac{E_{af}^2 R_a}{|Z|^2} - \frac{E_{af} V_a}{|Z|} \cos(\delta + \phi_Z), \quad (33)$$

ou reescrita utilizando $\alpha_Z = 90^\circ - \phi_Z = \arctan(\frac{R_a}{X_s})$ como

$$P_{1f} = \frac{E_{af}^2 R_a}{|Z|^2} + \frac{E_{af} V_a}{|Z|} \sin(\delta - \alpha_Z). \quad (34)$$

Em situações onde a reatância é muito superior a resistência é possível desprezar a resistência e a equação (34) torna-se

$$P_{1f} = \frac{E_{af} V_a}{X_s} \sin(\delta). \quad (35)$$

Para um sistema trifásico equilibrado deve-se multiplicar por 3 para se obter a potência trifásica total, considerando as tensões de fase. A equação (35) expõe que a máxima transferência de potência é proporcional à tensão interna e de armadura do gerador podendo ser elevada incrementando a corrente de campo da máquina síncrona e, conseqüentemente, a tensão interna. Isto não pode ser realizado indefinidamente devido à necessidade de assegurar o gerador funcionando dentro de limites aceitáveis da sua curva de capacidade.

3.2.2 Equação de oscilação mecânica da máquina síncrona

Nesta subseção é apresentada a equação matemática utilizada para a modelagem da parte mecânica de um gerador síncrono fundamentada em Ong (1998) e reformulada para ser utilizada no controle do *Synchronverter* conforme em (ZHONG; WEISS, 2011).

Em condições de desbalanço entre as ações dos torques no rotor, o torque líquido que provoca aceleração ou desaceleração de um gerador síncrono é dado por

$$T_{líquido} = T_{mecânico} - T_{eletromagnético} - T_{atrito} = \frac{2J}{polos} \frac{d\omega_{re}}{dt}, \quad (36)$$

$$\omega_{re} = \frac{d\theta_{re}}{dt}. \quad (37)$$

A equação (36) é conhecida por equação de oscilação ou de *swing* por representar a oscilação no ângulo do rotor durante distúrbios. Ela indica que para um gerador síncrono, o torque elétrico atua no sentido de desacelerar o rotor do gerador e o torque mecânico atua no sentido de acelerar, portanto, se o torque elétrico é maior que o mecânico a aceleração é negativa, ou seja, há uma desaceleração e, caso contrário, a aceleração é positiva. A operação em regime permanente apresenta um torque líquido nulo, deste modo a máquina opera com aceleração nula e velocidade constante.

O torque mecânico é originado pela potência mecânica que movimenta a máquina a partir do seu elemento primário, ou seja, das águas para o caso de hidrelétricas, enquanto que o torque eletromagnético é oriundo da potência elétrica exigida pelas cargas.

A equação de oscilação, equação (36), pode ser reescrita por

$$J \frac{d\omega_{re}}{dt} = T_{mecânico} - T_{eletromagnético} - D_p \frac{d\theta_{re}}{dt}, \quad (38)$$

sendo D_p o fator de amortecimento.

Sendo a energia armazenada no campo magnético da máquina $Energia_{campo}$ dada por

$$Energia_{campo} = \frac{1}{2} \langle i, \lambda \rangle + \frac{1}{2} i_f \lambda_f = \frac{1}{2} \langle i, L_s i \rangle + M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos}(\theta_{re}) \rangle + \frac{1}{2} L_f i_f^2, \quad (39)$$

onde $\langle i, \lambda \rangle$ se refere ao produto interno convencional entre as correntes de armadura e os fluxos concatenados de armadura.

O $T_{eletromagnético}$ pode ser obtido através da derivada parcial da energia do campo magnético em relação à posição angular mecânica, considerando as correntes de campo e armadura constantes, assim:

$$\begin{aligned} T_{eletromagnético} &= - \left(\frac{d(\frac{1}{2} \langle i, \lambda \rangle)}{d\theta_{re}} \right) \Big|_{i, i_f \text{ constantes}} + \left(\frac{d(\frac{1}{2} i_f \lambda_f)}{d\theta_{re}} \right) \Big|_{i, i_f \text{ constantes}} \\ T_{eletromagnético} &= M_f i_f \langle i, \widetilde{\text{sen}}(\theta_{re}) \rangle. \end{aligned} \quad (40)$$

Para o caso de regime permanente senoidal com $i = i_0 \widetilde{\text{sen}}(\omega_{re}t + \varphi)$ e considerando que $\theta_{re} = \omega_{re}t + \theta_{re0}$, o $T_{eletromagnetico}$ torna-se igual a

$$T_{eletromagnetico} = \frac{3}{2} M_f i_f i_0 \cos(\theta_{re0} - \varphi). \quad (41)$$

Observa-se também que, para i_f constante, utilizando (40) e (27) tem-se

$$T_{eletromagnetico} \omega_{re} = \langle i, e \rangle. \quad (42)$$

O modelo clássico ou modelo de segunda ordem do gerador síncrono representa o gerador por uma tensão constante atrás da reatância transitória e pela equação de oscilação (36), assumindo que a corrente de armadura fica livre para variar dentro dos limites aceitáveis durante o transitório ocasionado por um distúrbio.

3.3 Sumário

Neste capítulo, foram apresentadas a descrição física da máquina síncrona e as equações matemáticas que modelam as partes elétricas e mecânicas de um gerador síncrono de polos lisos, bem como sua reformulação para ser implementada no controle do *Synchroverter*. As equações matemáticas para análises de motores síncronos podem ser realizadas de maneira semelhante procedendo as devidas mudanças nos sinais das correntes de armadura e do torque eletromagnético.

Observou-se que o modelo matemático do gerador síncrono de polos lisos tem uma formulação reduzida e de simples implementação. Deste modo, buscando operar um conversor virtualmente como uma máquina síncrona, é suficiente representá-lo por uma máquina sín-crona de pólos lisos sem necessariamente incorporar complexidades associadas aos aspectos construtivos da máquina síncrona real.

As maneiras de controlar os geradores síncronos de modo a operarem em paralelo são bem conhecidas, sendo assim, operando um conversor virtualmente como uma máquina síncrona é possível utilizar todos os conhecimentos já consolidados das máquinas síncronas na operação dos conversores. O paralelismo é utilizado para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, compartilhando os incrementos das cargas, e contribuir com a regulação de frequência e estabilidade do sistema elétrico.

4 SYNCHRONVERTER

Neste capítulo é apresentado o inversor chamado *Synchronverter* proposto por Zhong e Weiss (2011), cuja idéia fundamental é emular o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona real através do controle eletrônico de um conversor do tipo fonte de tensão. Como resultado, toda a teoria e os algoritmos bem consolidados usados para controlar geradores síncronos podem ser estendidos para sistemas de energia quando uma proporção significativa da capacidade de geração é baseada em *Synchronverters*. A implementação do *Synchronverter* utiliza o modelo matemático de geradores síncronos de polos lisos descrito no Capítulo 3 como base para o controlador do inversor. A operação dos *Synchronverters* são descritas e demonstradas através de resultados de simulação e experimentais.

4.1 Implementação de um Synchronverter

O *Synchronverter* consiste em uma parte de potência e uma parte eletrônica. A parte de potência é um VSI e a parte eletrônica, que tem como núcleo o modelo matemático de um gerador síncrono, é um controlador que executa um programa em um processador para controlar o VSI. Estas duas partes interagem através dos sinais da FEM virtual (e) e da corrente de saída do inversor (i), além da tensão de armadura (v) e da tensão da rede elétrica (v_{rede}) que são usados para controlar o Synchronverter proposto por (ZHONG; WEISS, 2011).

4.1.1 Parte de potência

Esta parte é composta pelo inversor e o filtro LC trifásico usado para suprimir o ruído do chaveamento. Para conexão à rede elétrica podem ser adicionados três indutores de interface, que geralmente é um transformador de conexão, e um disjuntor para a conexão após a sincronização da máquina virtual com a rede elétrica, conforme exibido na Figura 14.

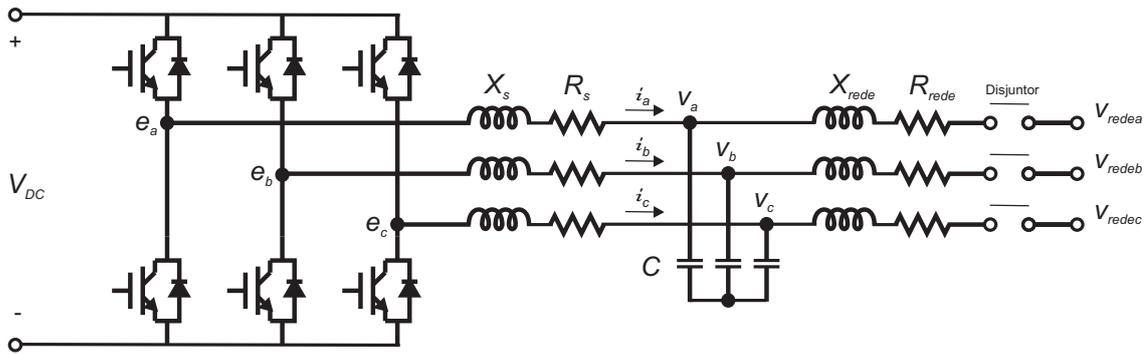
É vantajoso assumir que o enrolamento de campo do *Synchronverter* é alimentado por uma fonte de corrente CC ajustável ao invés de uma fonte de tensão, já que esta corrente é virtual e compõe a parte eletrônica, pois, desta maneira, o termo diferencial da equação (27) se torna nulo para uma corrente de campo constante. O valor dessa corrente de campo virtual influencia diretamente a FEM virtual e a ser sintetizada pelo inversor, isto é, a tensão gerada pelo synchronverter. Sendo i_f constante, a tensão gerada (27) será

$$e = M_f i_f \omega_{re} \widetilde{\text{sen}}(\theta_{re}). \quad (43)$$

As tensões do terminal de armadura dadas em (26) serão as tensões do capacitor, como mostrado na Figura 14. A resistência e a reatância do indutor do filtro LC (R_s e X_s) podem ser escolhidas para representar a impedância do estator de um gerador síncrono. Os chaveamentos

do inversor são operados de modo que os valores médios de e_a , e_b e e_c durante um período de comutação sejam iguais a e dada por (43), o que pode ser alcançado utilizando uma técnica usual de PWM.

Figura 14 – Parte de potência do *Synchronverter*.



Fonte: O autor (2019).

4.1.2 Parte eletrônica

O diagrama de blocos do núcleo da parte eletrônica sem a presença dos controles por inclinação de tensão, por inclinação de frequência, de regulação de potência ativa e de regulação de potência reativa é apresentado na Figura 15.

Sendo a potência ativa (vista dos braços do inversor) definida como o produto escalar entre os vetores espaciais da corrente de saída e da tensão induzida, ou seja, $P = \langle i, e \rangle$, e a potência reativa (vista dos braços do inversor) definida como o produto escalar entre os vetores espaciais da corrente de saída e da tensão induzida fictícia, isto é, $Q = \langle i, e_q \rangle$, onde e_q é uma tensão fictícia com a mesma amplitude que e , todavia com uma fase atrasada em relação a fase de e por $\frac{\pi}{2}$, ou seja,

$$e_q = M_f i_f \omega_{re} \widetilde{\text{sen}}(\theta_{re} - \frac{\pi}{2}) = -M_f i_f \omega_{re} \widetilde{\text{cos}}(\theta_{re}). \quad (44)$$

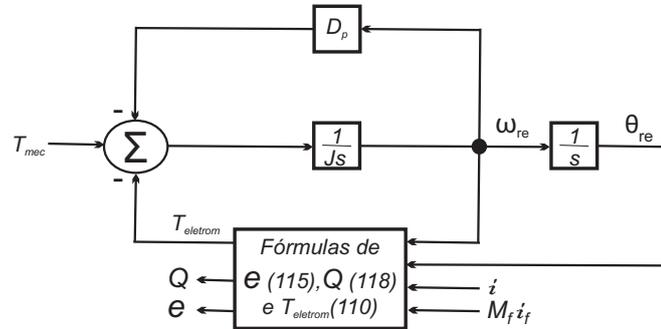
A partir de (43) e (44) são determinadas as potências ativa e reativa, respectivamente, por

$$P = M_f i_f \omega_{re} \langle i, \widetilde{\text{sen}}(\theta_{re}) \rangle = M_f i_f \omega_{re} (i_a \text{sen}(\theta_{rea}) + i_b \text{sen}(\theta_{reb}) + i_c \text{sen}(\theta_{rec})) \quad (45)$$

e

$$Q = -M_f i_f \omega_{re} \langle i, \widetilde{\text{cos}}(\theta_{re}) \rangle = -M_f i_f \omega_{re} (i_a \text{cos}(\theta_{rea}) + i_b \text{cos}(\theta_{reb}) + i_c \text{cos}(\theta_{rec})). \quad (46)$$

Figura 15 – Diagrama de blocos do núcleo da parte eletrônica do *Synchronverter* sem a presença dos controles de potência.



Fonte: adaptado de Zhong e Weiss (2011).

Para o caso de regime permanente senoidal com $i = i_0 \widetilde{\text{sen}}(\omega_{re}t + \varphi)$, as potências ativa (45) e reativa (46) tornam-se, respectivamente, iguais a

$$P = \frac{3}{2} M_f i_f i_0 \omega_{re} \cos(\theta_{re0} - \varphi) \quad (47)$$

e

$$Q = \frac{3}{2} M_f i_f i_0 \omega_{re} \text{sen}(\theta_{re0} - \varphi). \quad (48)$$

Quando a tensão e a corrente estão em fase, ou seja, quando $\theta_{re0} - \varphi = 0$, o produto dos valores RMS da tensão e da corrente gera a potência ativa, e quando a tensão e a corrente estão defasadas em $\frac{\pi}{2}$, este produto dá a potência reativa. As potências ativa (47) e reativa (48) coincidem com as definições convencionais de potência ativa e reativa, geralmente expressas nas coordenadas dq. Valores de potência reativa positivos correspondem a fornecimento de potência reativa para uma carga indutiva, enquanto que valores negativos correspondem a absorção de potência reativa de uma carga capacitiva. Tais equações para potência ativa e reativa são usadas para regular as potências de um gerador síncrono.

Reescrevendo a equação (38) teremos

$$\frac{d\omega_{re}}{dt} = \frac{1}{J} (T_{mecanico} - T_{eletromagnetico} - D_p \omega_{re}), \quad (49)$$

cuja entrada é o torque mecânico, enquanto o torque eletromagnético depende de i e θ_{re} , conforme (40).

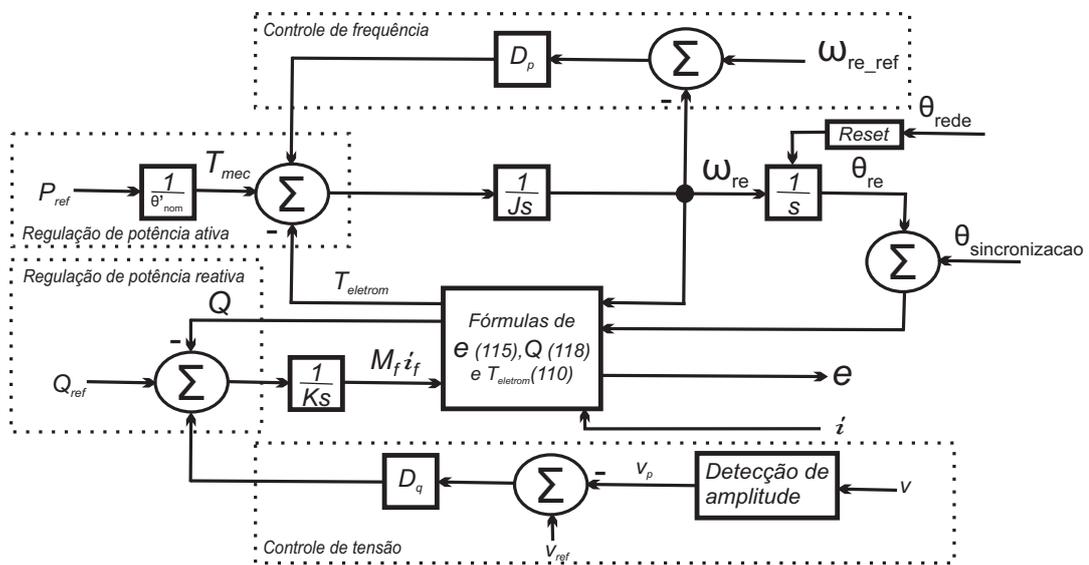
As equações (49), (40), (43) e (46), são implementadas como o núcleo da parte eletrônica do *Synchronverter*. Assim, as variáveis de estado do *Synchronverter* são as correntes medidas i , o ângulo virtual θ_{re} e a velocidade angular virtual ω_{re} do *Synchronverter*. As entradas de controle do *Synchronverter* são T_{mec} e $M_f i_f$, as quais devem ser geradas por um controlador para garantir

a estabilidade do sistema e os valores desejados de potência ativa e reativa durante a operação do *Synchronverter*.

4.2 Controles de potência no *Synchronverter*

São utilizados os controles por inclinação de frequência e de tensão para a operação do *Synchronverter*, além das malhas de regulação de potência ativa e reativa incorporando na Figura 15 as malhas de controle e regulação de potência como ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Controles de potência do *Synchronverter*.



Fonte: adaptado de Zhong e Weiss (2011).

4.2.1 Controle por inclinação de frequência e regulação de potência ativa

Em geradores síncronos, o mecanismo intitulado "inclinação de frequência" permite o compartilhamento da carga uniformemente entre os geradores, segundo definido pelo usuário, com base na variação da frequência da rede. Conforme (49), observa-se que quando a demanda de potência ativa aumenta, a velocidade dos geradores síncronos cai devido ao aumento de torque eletromagnético. Em geradores síncronos, a velocidade do rotor é mantida pela máquina primária e o fator de amortecimento é devido ao atrito mecânico. O sistema de regulação de velocidade da máquina primária incrementa a potência mecânica de modo que um novo equilíbrio de potência seja alcançado. Para implementar este mecanismo em um *Synchronverter* se compara a velocidade angular virtual com a referência de frequência angular ω_{re_ref} , por exemplo, com a velocidade angular nominal da rede elétrica ω_{nom} , que pode ser fornecida por um PLL, antes de alimentá-la no bloco de amortecimento. Assim, o fator de amortecimento D_p do *Synchronverter*

desempenha o papel de coeficiente de inclinação de frequência, que é definido como a razão entre a variação de torque requerida pela variação de velocidade e, conseqüentemente, da frequência, conforme a equação (50). Esta definição é o inverso daquela encontrada em (SAO; LEHN, 2005).

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \omega_{re}} = \frac{\Delta T}{T_{mecnom}} \frac{\omega_{nom} T_{mecnom}}{\Delta \omega_{re} \omega_{nom}}, \quad (50)$$

onde T_{mecnom} é o torque mecânico nominal. Por razões de estabilidade, a variação de frequência é geralmente bastante pequena. Deste modo, de (50), observa-se que o *Synchronverter* pode ser configurado para que uma variação de frequência de 0,5% acarrete uma variação de 200% no seu torque, ou na sua potência ativa, nominal. O torque mecânico pode ser obtido a partir da potência ativa de referência dividindo-a pela velocidade mecânica nominal, sendo esta igual à velocidade elétrica devido a consideração de 1 par de polos. Isso completa a realimentação para a regulação da potência ativa. Devido ao mecanismo de inclinação de frequência incorporado, um *Synchronverter* compartilha automaticamente a carga com outros inversores do mesmo tipo e com geradores síncronos conectados no mesmo barramento. A malha de regulação de potência ativa é simples pois nenhum dispositivo mecânico está envolvido e não são necessárias medições extras para a regulação da potência ativa já que todas as variáveis estão disponíveis internamente.

O mecanismo de regulação da potência ativa da Figura 16 tem uma estrutura de controle em cascata composta pela malha de velocidade (frequência), como malha mais interna, e pela malha de torque mecânico (potência ativa), como malha externa. A constante de tempo da malha de frequência é dada por $\tau_f = \frac{J}{D_p}$, portanto J pode ser escolhido a partir de

$$J = D_p \tau_f. \quad (51)$$

A constante de tempo τ_f pode ser feita muito menor do que a de um gerador síncrono físico por não haver atraso envolvido na malha de frequência e deve ser pequena para garantir que a malha de frequência tenha uma resposta rápida no rastreamento da frequência de referência. Sendo assim, segundo (51), para um determinado coeficiente de inclinação de frequência, J deve ser pequeno com o objetivo de ter um valor baixo para a constante de tempo τ_f . Nesse caso, não é necessário ter uma grande inércia como em um gerador síncrono físico, onde uma maior inércia significa que mais energia é armazenada mecanicamente. Segundo Zhong e Weiss (2011), a função de armazenamento de energia de um *Synchronverter* deve ser desacoplada da inércia, esta abordagem é oposta à proposta em (DRIESEN; VISSCHER, 2008). A função de armazenamento de energia a curto prazo pode ser implementada com um *Synchronverter* usando o mesmo sistema de armazenamento, por exemplo, sistema de baterias, que é usado para armazenamento a longo prazo. Usualmente, um *Synchronverter* seria operado em conjunto com uma fonte de energia distribuída e uma unidade de armazenamento de energia que seria conectada ao barramento CC através de um conversor CC/CC.

4.2.2 Controle por inclinação de tensão e regulação de potência reativa

Definindo o coeficiente de inclinação de tensão D_q como a razão entre a variação de potência reativa requerida pela variação de tensão, isto é,

$$D_q = \frac{\Delta Q}{\Delta v} = \frac{\Delta Q}{Q_{nom}} \frac{v_{nom}}{\Delta v} \frac{Q_{nom}}{v_{nom}}, \quad (52)$$

onde Q_{nom} e v_{nom} são a potência nominal reativa e a amplitude nominal da tensão terminal, respectivamente. Novamente observa-se uma definição que é o inverso daquela encontrada em (SAO; LEHN, 2005) onde temos $D_q = \frac{\Delta v}{\Delta Q}$. A diferença entre a tensão de referência v_{ref} e a amplitude da tensão de realimentação v é amplificada com o coeficiente de inclinação de tensão D_q antes de adicionar à diferença entre a potência reativa de referência e a potência reativa calculada de acordo com (46). O sinal resultante alimenta um integrador com um ganho $\frac{1}{K}$ para gerar $M_{ff}^{i_f}$, onde K é o dual da inércia J . Também não é necessário medir a potência reativa porque, tal como a potência ativa, ela está disponível internamente. Por limites operativos, a variação de tensão deve permanecer dentro de faixas adequadas para atendimento a carga. Assim, de (52) observa-se que o *Synchronverter* pode ser configurado para que uma variação de tensão de 1% acarrete uma variação de 100% na sua potência reativa nominal.

Se o efeito do filtro LC for ignorado ou compensado, o que significa $v \approx e$, o mecanismo de regulação da potência reativa da Figura 16 também possui uma estrutura de controle em cascata, composta pela malha de tensão, como malha mais interna, e pela malha de potência reativa, como malha externa. Como a variação de ω_{re} é muito pequena, a constante de tempo τ_v da malha de tensão pode ser dada por $\tau_v = \frac{K}{\omega_{re} D_q} \approx \frac{K}{\omega_{nom} D_q}$. Por isso, K pode ser escolhido como

$$K = D_q \tau_v \omega_{nom}. \quad (53)$$

A amplitude da tensão terminal v_p pode ser obtida a partir dos valores RMS da tensão terminal v , dada por meio de um PLL, ou através da equação (55). Assumindo que $v_a = v_{ap} \text{sen}(\theta_a)$, $v_b = v_{bp} \text{sen}(\theta_b)$ e $v_c = v_{cp} \text{sen}(\theta_c)$, então

$$\begin{aligned} & v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a = \\ & v_{ap} \text{sen}(\theta_a) v_{bp} \text{sen}(\theta_b) + v_{bp} \text{sen}(\theta_b) v_{cp} \text{sen}(\theta_c) + v_{cp} \text{sen}(\theta_c) v_{ap} \text{sen}(\theta_a) \\ & = \frac{v_{ap} v_{bp}}{2} \cos(\theta_a - \theta_b) + \frac{v_{bp} v_{cp}}{2} \cos(\theta_b - \theta_c) + \frac{v_{cp} v_{ap}}{2} \cos(\theta_c - \theta_a) \\ & \quad - \frac{v_{ap} v_{bp}}{2} \cos(\theta_a + \theta_b) - \frac{v_{bp} v_{cp}}{2} \cos(\theta_b + \theta_c) - \frac{v_{cp} v_{ap}}{2} \cos(\theta_c + \theta_a). \end{aligned} \quad (54)$$

Quando as tensões dos terminais são equilibradas, equivalente a $v_{ap} = v_{bp} = v_{cp} = v_p$ e $\theta_a = \theta_b + 120^\circ = \theta_c - 120^\circ$, os três últimos termos na igualdade da equação (54) são equilibrados

e com frequência dupla. Assim, a amplitude da tensão terminal medida pode ser obtida após algumas manipulações da equação (54) por

$$v_p = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{-(v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a)}. \quad (55)$$

4.3 Simulação da operação do Synchronverter

A operação do *Synchronverter* foi verificada através de simulações realizadas no pro-grama MATLAB 7.10.0 com o Simulink nas seguintes situações: operação no modo ilhado alimentando carga resistiva, operação no modo ilhado alimentando carga resistiva e indutiva, operação no modo conectado à rede elétrica com diferentes condições de carga e operação no modo conectado à rede elétrica com diferentes frequências da rede elétrica.

4.3.1 Operação no modo ilhado com carga resistiva

Os dados utilizados nesta simulação são descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do *Synchronverter* para operação em modo ilhado com carga resistiva.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Tensão fase-neutro	127 Vrms	Frequência	60 Hz	Tensão CC	380 V
Velocidade angular	376,99 rad/s	R_s	0,3075 Ω	L_s	2,5 mH
D_p	14,18 Nm/(rad/s)	R_{carga}	24 Ω	C	23 μ F
J	0,0284 Kg m^2	τ_f	0,002 s	D_q	561,25 VAr/V
K	4231,8 VAr/V	τ_v	0,02 s	f_{ch}	19,2 KHz

Fonte: O autor (2019).

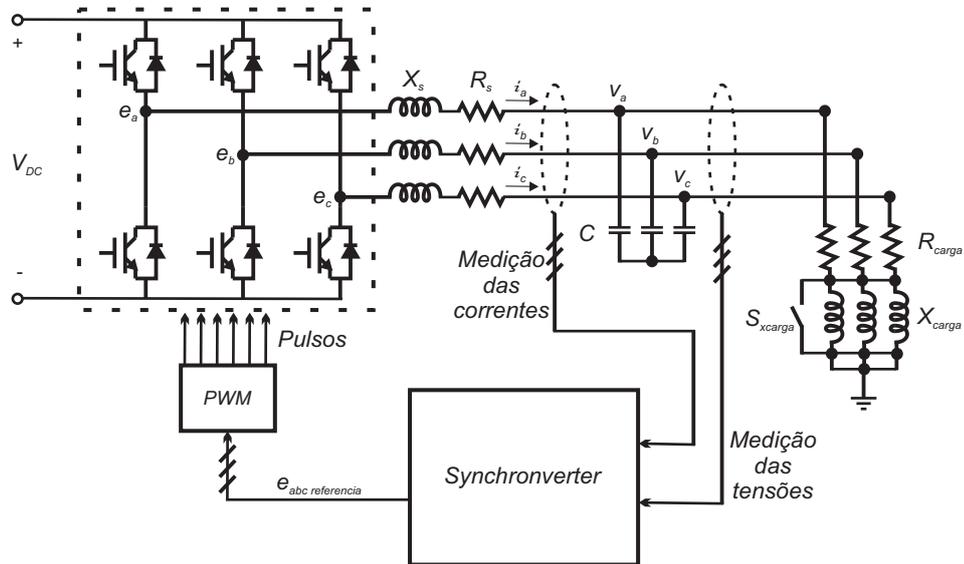
A Figura 17 apresenta a configuração simulada da operação do *Synchronverter* em modo ilhado. Para esse caso a chave S_{xcarga} foi mantida fechada, isto é, foi desprezada a carga indutiva e mantida apenas a carga resistiva.

O controle ilustrado na Figura 16 pode ser utilizado para a operação do *Synchronverter* no modo ilhado considerando a velocidade angular nominal e a amplitude nominal da tensão terminal como valores fixos de referência para o controle e retirando a malha de sincronização. Sendo assim, para operação em modo ilhado de um *Synchronverter*, é suficiente manter o controle conforme a Figura 18.

A simulação foi iniciada com as chaves do inversor desabilitadas, em 0,2s foram habilitados os pulsos para as chaves do inversor, e, em 1s foi encerrada a simulação. Após habilitar os

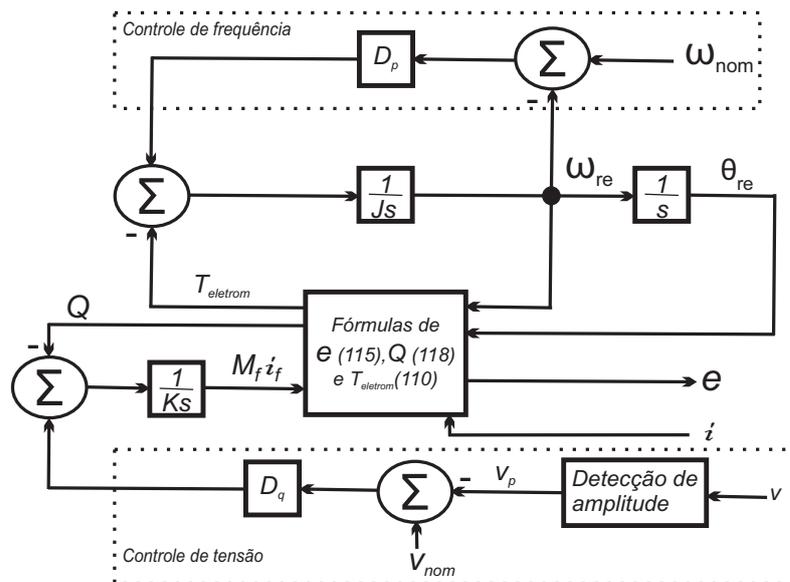
pulsos das chaves do inversor, a tensão terminal foi mantida no valor nominal pelo mecanismo de inclinação de tensão.

Figura 17 – *Synchronverter* operando ilhado com carga resistiva.



Fonte: O autor (2019).

Figura 18 – Controle de um *Synchronverter* para operação em modo ilhado.



Fonte: adaptado de Zhong e Weiss (2011).

Observa-se que as equações (46), (55) e (40) apresentam o produto de funções senoidais que variam no tempo, portanto surgem ondulações de frequência dupla em condições desequilibradas. Deste modo, na implementação do *Synchronverter*, são necessários filtros passa-baixa para filtrar as ondulações decorrentes dos cálculos da potência reativa, da amplitude das tensões terminais e do torque eletromagnético, conseqüentemente da potência ativa, do *Synchronverter*.

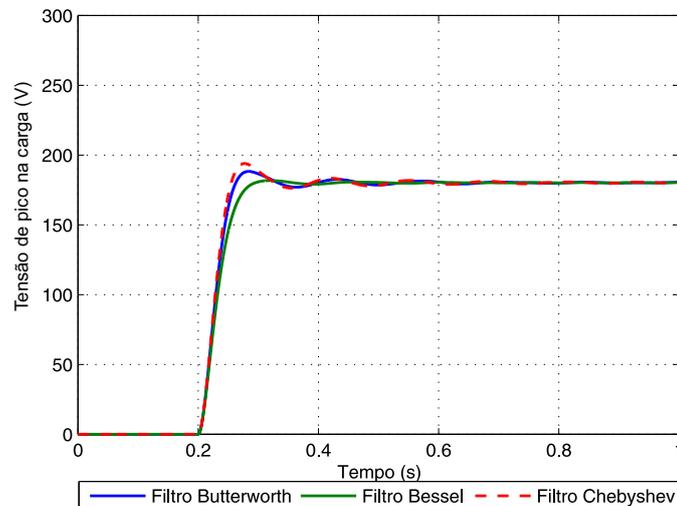
Sendo assim, foram realizadas simulações com os filtros de segunda ordem *Chebyshev*, cujo coeficiente de amortecimento foi $\xi = \frac{0,9}{\sqrt{2}}$, *Butterworth*, com $\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}$, e *Bessel*, com $\xi = \frac{\sqrt{3}}{2}$, todos com a frequência natural não amortecida $\omega_n = 0,14\omega_{nom}rad/s$ e função de transferência dada por

$$F(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (56)$$

visando filtrar as ondulações de frequência dupla e um rápido amortecimento do transitório.

A Figura 19 ilustra a amplitude da tensão terminal fornecida pelo *Synchronverter* considerando os três filtros analisados.

Figura 19 – Amplitude da tensão terminal do *Synchronverter*.

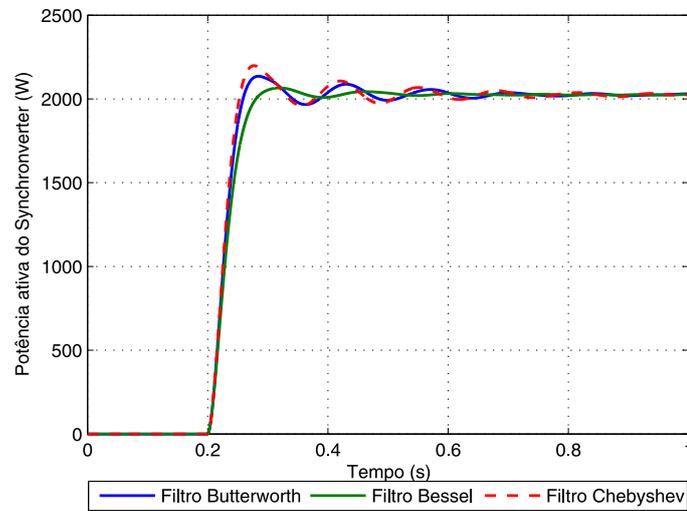


Fonte: O autor (2019).

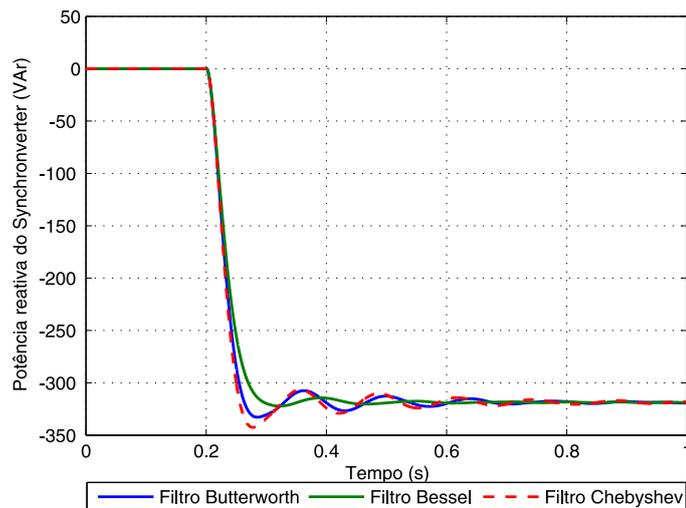
As Figuras 20(a) e (b) apresentam a potência ativa e reativa fornecidas pelo *Synchronverter* considerando os três filtros analisados.

Observa-se que ambos os filtros minimizam os efeitos das ondulações de frequência dupla, todavia o filtro *Butterworth* apresenta o comportamento mais equilibrado entre uma rápida resposta ao degrau de referência e atingir a condição de regime permanente, portanto esse será o filtro adotado para as análises do *Synchronverter*.

Figura 20 – Potência ativa e reativa do *Synchronverter*.



(a)



(b)

Fonte: O autor (2019).

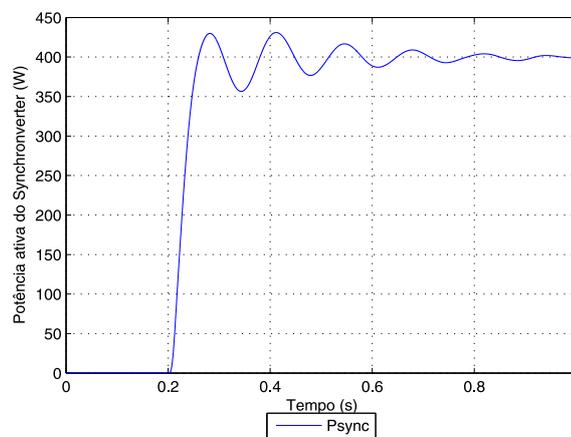
Observa-se que o *Synchronverter* fornece a frequência de 60 Hz para o sistema elétrico ilhado, a potência ativa necessária para atender a carga e as perdas do sistema ilhado e absorve a potência reativa do banco de capacitor presente na saída do inversor, mantendo a tensão terminal no valor nominal solicitado. Desta forma, o inversor tem um comportamento semelhante ao de uma máquina síncrona.

4.3.2 Operação no modo ilhado com carga resistiva e indutiva

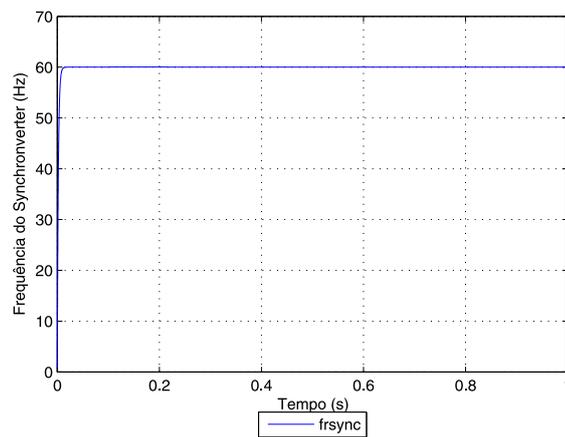
Para esse caso, a chave S_{xcarga} da Figura 17 foi mantida aberta, isto é, a carga foi com-posta por uma parte resistiva, $R_{carga} = 24\Omega$, em série com a parcela indutiva, $L_{carga} = 128\text{mH}$. Nesse caso, os parâmetros do *Synchronverter* foram alterados para: potência nominal 1000 VA, $D_p = 7,03\text{N m/(rad/s)}$, $J = 0,014\text{K gm}^2$, $D_q = 278,38\text{V Ar/V}$ e $K = 2099\text{V Ar/V}$.

As Figuras 21(a) e (b) apresentam a potência ativa e a frequência fornecidas pelo *Synchronverter*.

Figura 21 – Potência ativa e frequência do *Synchronverter* operando ilhado com carga RL.



(a)



(b)

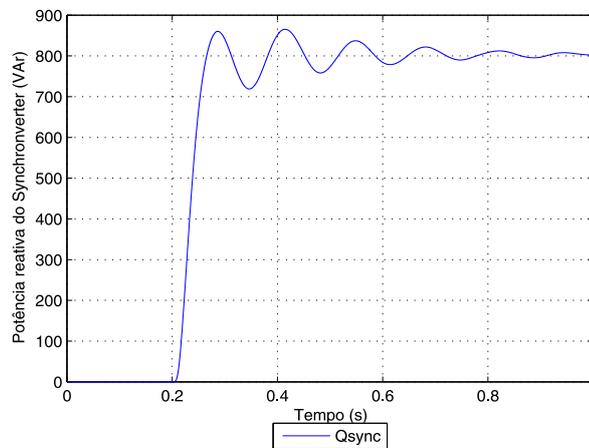
Fonte: O autor (2019).

As Figuras 22(a) e (b) apresentam a potência reativa e a amplitude da tensão terminal fornecidas pelo *Synchronverter*.

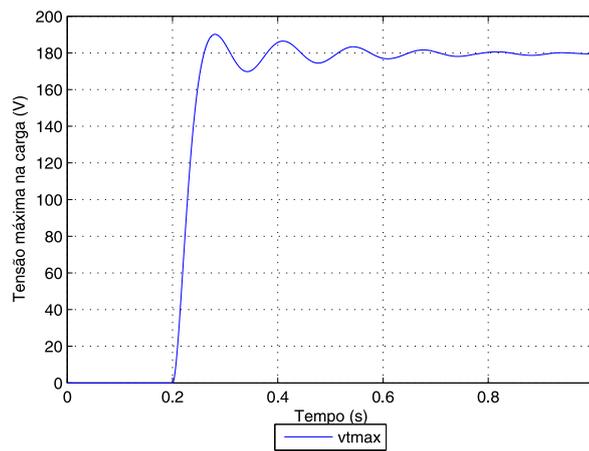
Observa-se que após habilitar os pulsos das chaves do inversor, a tensão terminal foi

mantida no valor nominal pelo mecanismo de inclinação de tensão. Vislumbra-se também que o *Synchronverter* fornece a frequência de 60 Hz para o sistema elétrico ilhado, as potências ativa e reativa necessárias para atender a carga e perdas, mantendo a tensão terminal no valor nominal solicitado. Na condição de ilhamento o *Synchronverter* fornece potência ativa e reativa de acordo com a necessidade da rede elétrica em que está conectada através dos controles de inclinação podendo, portanto, gerar valores de potência distintos dos solicitados.

Figura 22 – Potência reativa e amplitude da tensão terminal do *Synchronverter* operando ilhado com carga RL.



(a)



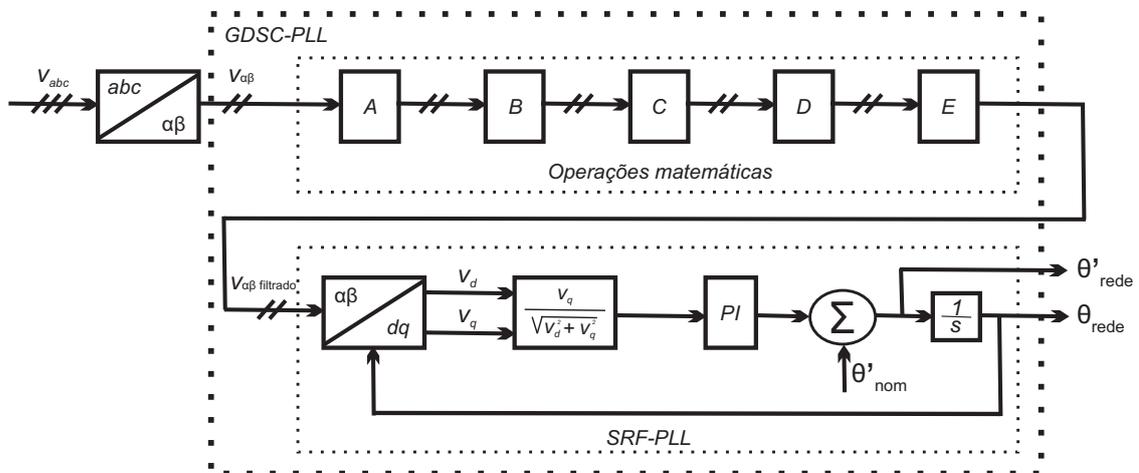
(b)

Fonte: O autor (2019).

4.3.3 Sincronização com a rede elétrica

Para a sincronização com a rede elétrica foi utilizado o GDSC-PLL, método GDSC (*Generalized Delayed Signal Cancelation*) aplicado como pré-filtro para o SRF (*Synchronous Reference Frame*) - PLL (*Phase-Locked Loop*), baseado na estrutura proposta por (NEVES, 2010), conforme a Figura 23. O GDSC-PLL fornecerá a velocidade angular (ω_{rede}) e a fase (θ_{rede}) da rede elétrica ao controle do *Synchronverter*.

Figura 23 – Diagrama de blocos do GDSC-PLL.



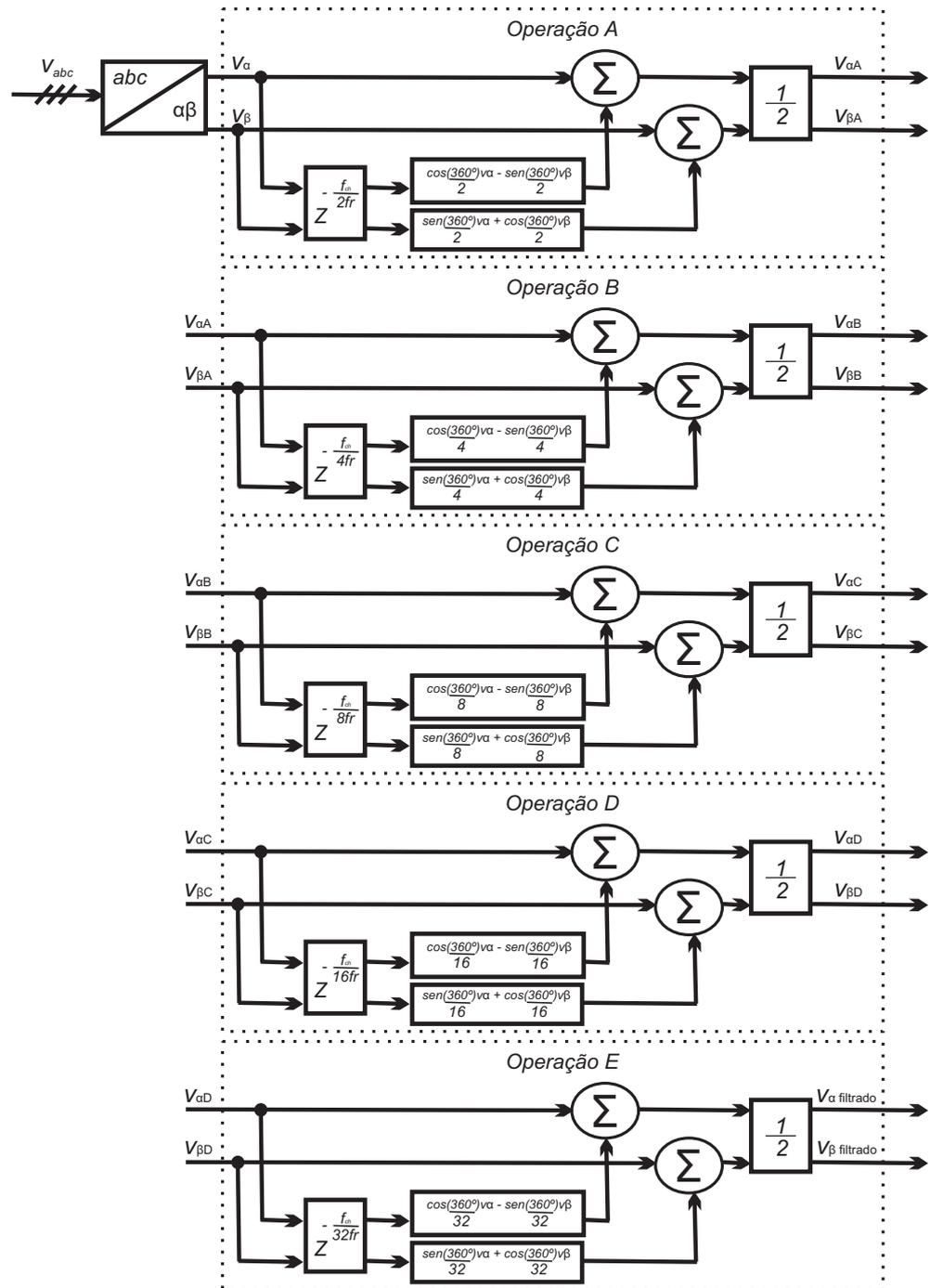
Fonte: adaptado de Neves (2010).

O método baseia-se em diferentes formas de aplicar a transformação Fortescue para obter os componentes de seqüência positiva e negativa da tensão da rede, a fim de eliminar harmônicos específicos dos sinais originais através de operações matemáticas (NEVES, 2010). Tais operações matemáticas fazem uso do armazenamento de valores passados dos sinais com o objetivo de melhorar o desempenho do SRF-PLL quando da presença de harmônicos e em condições de desbalanço na rede elétrica. As operações matemáticas podem ser colocadas em cascata para cancelar diversas famílias de componentes harmônicas em torno da componente fundamental de seqüência positiva que desejamos detectar.

Foram consideradas cinco operações em cascata (A , B , C , D e E) para suprimir as componentes $2 + 2n$, $3 + 4n$, $5 + 8n$, $9 + 16n$ e $17 + 32n$, respectivamente, para qualquer número inteiro n . Deste modo, as operações deixam passar apenas as componentes $1 + 32n$.

A Figura 24 apresenta as operações matemáticas utilizadas.

Figura 24 – Operações matemáticas do GDSC.



Fonte: O autor (2019).

4.3.4 Operação no modo conectado à rede sob diferentes frequências da rede elétrica

O *Synchronverter* pode injetar potência ativa e reativa pré-definida para a rede elétrica, intitulado de *set mode* ou modo configurado, e pode alterar automaticamente a potência ativa e reativa que fornece à rede elétrica de acordo com a frequência e a tensão da rede, denominado de *droop mode* ou modo de inclinação, conforme Zhong e Weiss (2011).

A fim de verificar o funcionamento do *Synchronverter*, as simulações no modo conectado à rede consideraram os mesmos dados apresentados em (ZHONG; WEISS, 2011), com exceção da frequência nominal da rede elétrica, a qual foi considerada 60Hz. Os dados utilizados são descritos na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros do *Synchronverter* para as simulações de conexão à rede elétrica.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Potência ativa	100 W	Tensão fase-fase	20,78 Vrms
Frequência	60 Hz	Tensão CC	42 V
R_s	0,135 Ω	R_{rede}	0,135 Ω
L_s	0,45 mH	L_{rede}	0,45 mH
C	22 μ F	R_{carga}	1000 Ω

Fonte: O autor (2019).

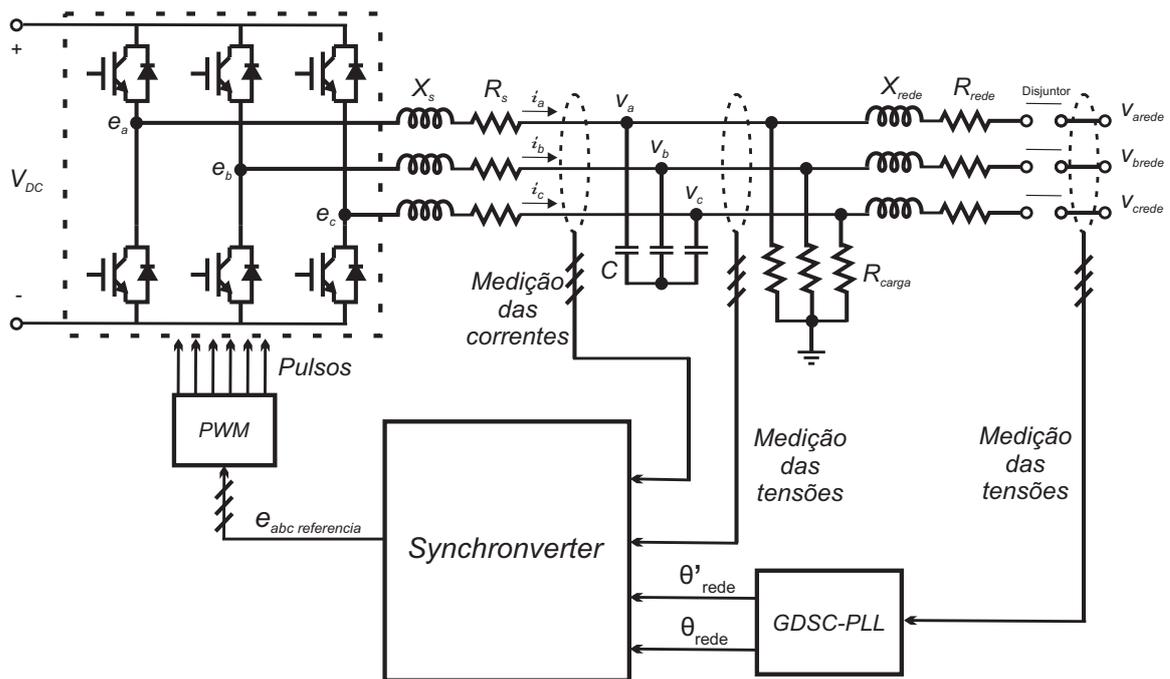
O inversor está conectado a uma rede trifásica de 20,78 Vrms fase-fase e 60 Hz através de um disjuntor conforme ilustrado na Figura 25.

O coeficiente de inclinação de frequência do *Synchronverter* foi escolhido para que quando a frequência reduza 0,5% o torque incremente 100%. O valor de D_p pode, então, ser obtido a partir de (50), e é dado por $D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \omega_{re}} = \frac{P_{nom}}{0,005 \omega_{nom}^2} = 0,1407 Nm/(rad/s)$. Analogamente, foi escolhido um coeficiente de inclinação de tensão de modo que quando a tensão tenha uma queda de 5% a potência reativa aumente 100%. O valor de D_q pode ser obtido através de (52) como sendo $D_q = 117,88 V Ar/V$. A constante de tempo da malha de frequência é escolhida como $\tau_f = 0,002$ s, portanto J, a partir de (51), será de $0,00028 K gm^2$. A constante de tempo da malha de tensão é escolhida como $\tau_v = 0,02$ s. Assim K, obtido da equação (53), será de $888,77 V Ar/V$.

A simulação foi realizada seguindo as etapas: início da simulação em t=0 s para inicialização do PLL e sincronização do *Synchronverter* com a rede elétrica; em t=0,1 s foram habilitados os pulsos para operação das chaves do inversor com frequência de chaveamento de 19200Hz; no tempo t=1 s foi acionado o disjuntor para conexão à rede elétrica; em t=2 s foi

solicitada a potência ativa $P_{ref} = 80W$; em $t=3$ s foi aplicada a potência reativa $Q_{ref} = 60VAr$; o mecanismo de inclinação foi habilitado em $t=4$ s; a tensão da rede caiu 5% em $t=5$ s; e a simulação foi finalizada em $t=6$ s. Utilizou-se o filtro de segunda ordem com a frequência natural não amortecida $\omega_n = 0,7\omega_{nom}rad/s$ nestas simulações.

Figura 25 – Representação do *Synchronverter* conectado a uma rede trifásica.



Fonte: O autor (2019).

A frequência e potência ativa do *Synchronverter* quando a frequência da rede elétrica foi de 60 Hz e quando era 0,1% menor do que o valor nominal, ou seja, 59,94 Hz, são apresentadas na Figura 26.

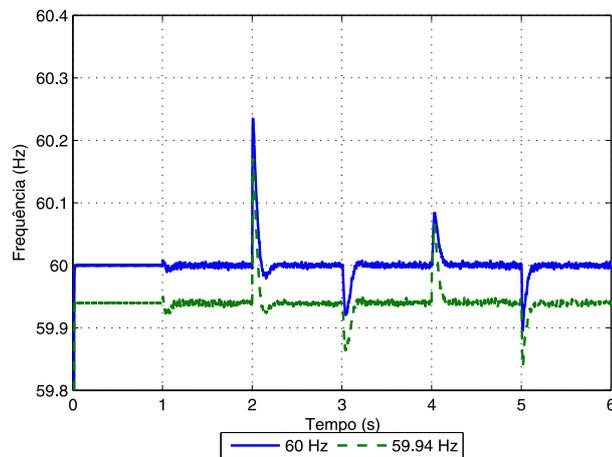
Observa-se que, após cada perturbação, a frequência angular do *Synchronverter* seguiu a frequência da rede o tempo todo. Isso era esperado uma vez que a frequência da rede foi mantida constante e a operação do *Synchronverter* em frequência não síncrona significaria perda de estabilidade.

Observa-se ainda que, no caso em que a frequência da rede é nominal, o mecanismo de inclinação de potência ativa-frequência não atua e o ângulo de carga do *Synchronverter* se ajusta de modo que a potência ativa de saída corresponda ao valor de referência. Fato esse que não ocorre quando a frequência da rede elétrica é inferior a nominal, pois, uma vez que o mecanismo de inclinação de potência ativa-frequência é habilitado com uma velocidade angular

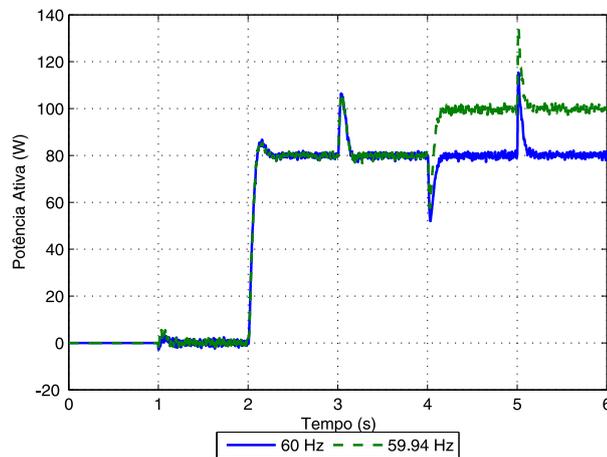
de referência de $376,99 \text{ rad/s}$, correspondente a frequência de 60 Hz, o *Synchronverter* fornecerá uma potência ativa adicional referente ao mecanismo de inclinação de potência ativa-frequência.

Sendo assim, se a frequência da rede é baixa, o *Synchronverter* injeta mais potência ativa, na tentativa de aumentar a frequência da rede. Isso não ocorre porque a rede elétrica é modelada como um barramento infinito.

Figura 26 – Frequência e potência ativa do *Synchronverter* para diferentes frequências da rede.



(a)



(b)

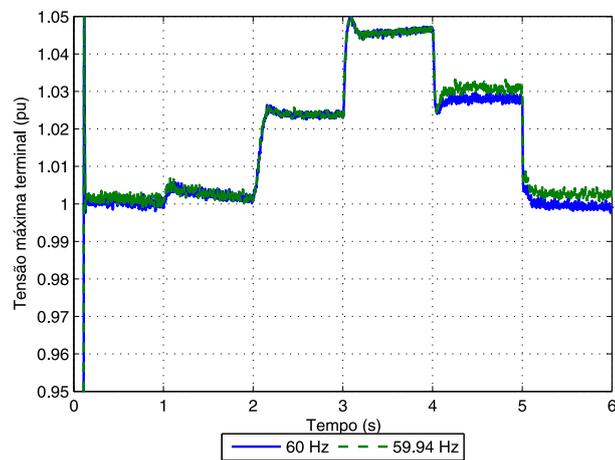
Fonte: O autor (2019).

A amplitude da tensão terminal e a potência reativa do *Synchronverter* quando a frequência da rede elétrica foi de 60 Hz e quando era 0,1% menor do que o valor nominal, ou seja, 59,94 Hz, são apresentadas na Figura 27.

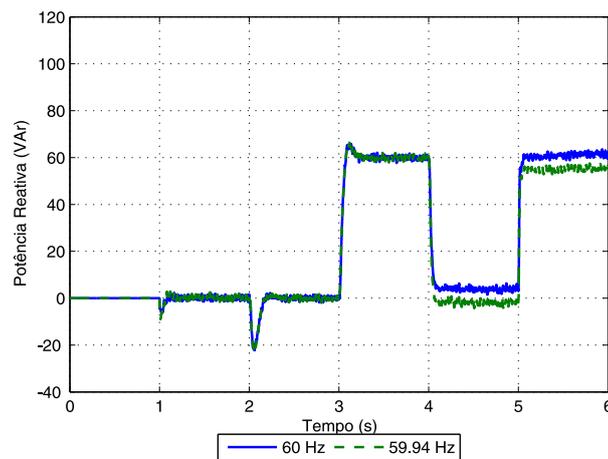
A dependência da tensão com a potência reativa injetada pelo conversor é evidenciada após a aplicação do degrau na potência reativa, a qual causa uma variação significativa na tensão. Esse efeito é mitigado após a habilitação do mecanismo de inclinação de potência reativa-tensão. O efeito desse *droop* é claro também quando do afundamento da tensão da rede, o qual provoca o aumento da potência reativa injetada, reagindo para mitigar o afundamento.

Sendo assim, se a tensão da rede é reduzida, o *Synchronverter* injeta mais potência reativa, na tentativa de aumentar a tensão da rede. Isso não ocorre porque a rede elétrica é modelada como um barramento infinito.

Figura 27 – Amplitude da tensão terminal e potência reativa do *Synchronverter* para diferentes frequências da rede.



(a)



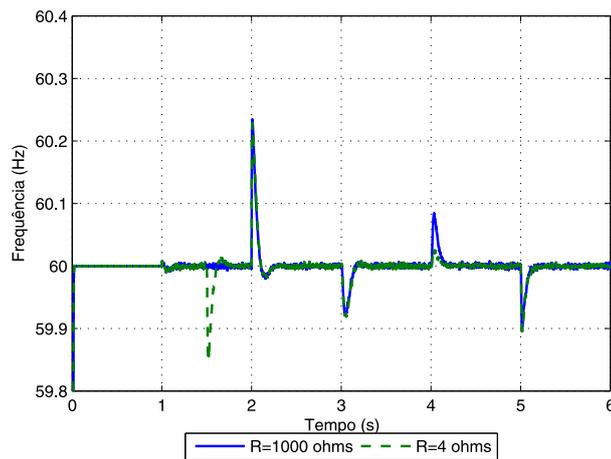
(b)

Fonte: O autor (2019).

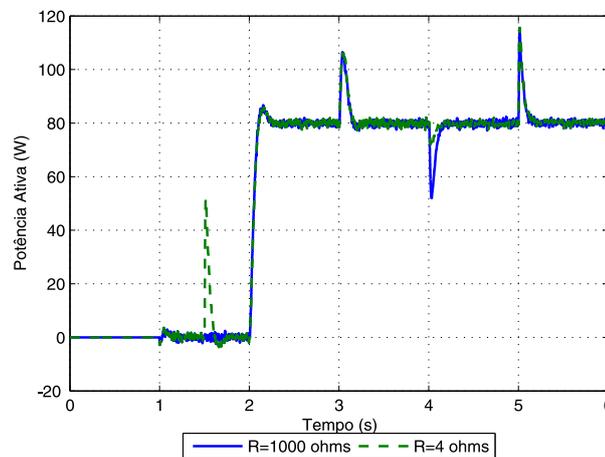
4.3.5 Operação no modo conectado à rede sob diferentes condições de carga

A simulação com a frequência da rede elétrica de 60 Hz foi repetida, entretanto com uma mudança na carga local de $R_{carga} = 1000\Omega$ para $R_{carga} = 4\Omega$ no tempo $t=1,5$ s. As respostas do sistema são apresentadas nas Figuras 28 e 29.

Figura 28 – Frequência e potência ativa do *Synchronverter* para diferentes condições de carga.



(a)

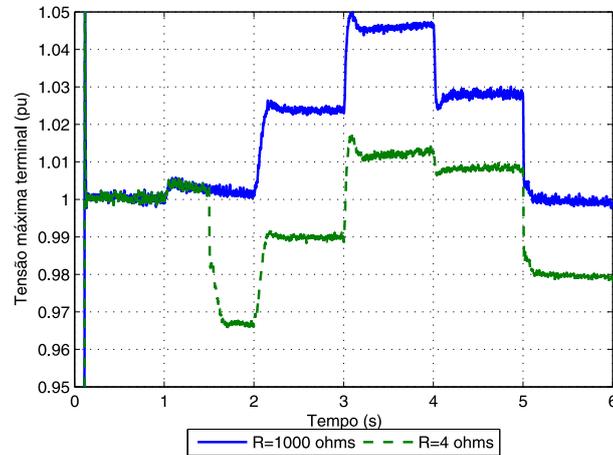


(b)

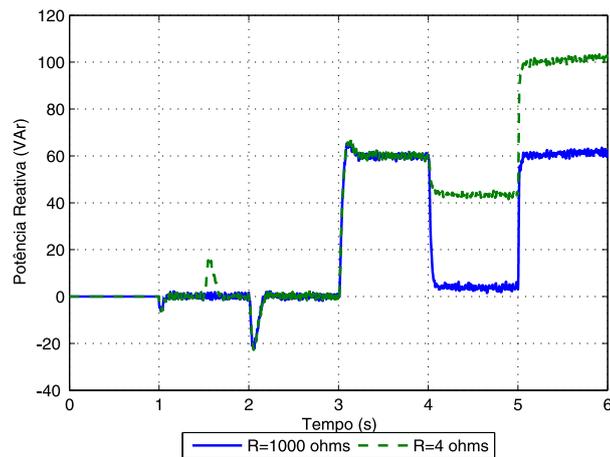
Fonte: O autor (2019).

A alteração da carga fez com que a tensão terminal local v caísse imediatamente. Quando os comandos de potência ativa e reativa foram aplicados, o *Synchronverter* respondeu da mesma maneira que com a carga $R_{carga} = 1000\Omega$ conectada. A tensão terminal local v se recuperou após a solicitação e fornecimento das potências ativa e reativa pelo *Synchronverter*.

Figura 29 – Amplitude da tensão terminal e potência reativa do *Synchronverter* para diferentes condições de carga.



(a)



(b)

Fonte: O autor (2019).

Após o mecanismo de inclinação ser habilitado em $t=4$ s, o *Synchronverter* continuou fornecendo a mesma potência ativa solicitada para a carga local de $R_{carga} = 4\Omega$, visto que o valor de referência da frequência era igual a frequência da rede, mas com uma ligeira redução na potência reativa, em relação a potência reativa solicitada, devido ao efeito do *droop* de potência reativa-tensão já que a tensão local estava ligeiramente superior ao valor nominal.

Quando a tensão da rede caiu 5% em $t=5$ s, a tensão terminal local v caiu imediatamente, o que fez o *Synchronverter* fornecer uma potência reativa adicional acima da potência solicitada na tentativa de elevar novamente a tensão terminal.

O *Synchronverter* seguiu a frequência da rede o tempo todo com alguns transitórios durante as perturbações. A frequência de regime permanente do *Synchronverter* deve ser sempre igual à da rede, visto que, se isso não ocorresse, o dispositivo não estaria em sincronismo e as potências injetadas não seriam constantes.

4.4 Resultados experimentais da operação do Synchronverter

A operação do *Synchronverter* também foi validada por meio de resultados experimentais obtidos no laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) através do uso de componentes elétricos e de dados de medição obtidas por sensores já disponíveis no laboratório.

A estratégia de controle do *Synchronverter* é implementada de maneira discreta em MATLAB/Simulink no computador e gravada no dSPACE. O dSPACE envia e recebe informações do computador, em tempo real, por meio do *software* ControlDesk; processa as variáveis medidas; e, calcula a ação de controle que irá ser usada para operar as chaves semicondutoras do inversor. Os dados de medição dos sensores passam por uma placa de condicionamentos de sinais, que pré-processa a informação analógica, antes de enviar para o dSPACE. Todos os gráficos exibidos no ControlDesk são armazenados como um *workspace* do MATLAB.

4.4.1 Resultados experimentais para a operação no modo ilhado com carga resistiva e indutiva.

Os dados utilizados no experimento são descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do experimento do *Synchronverter* para operação em modo ilhado com carga resistiva e indutiva.

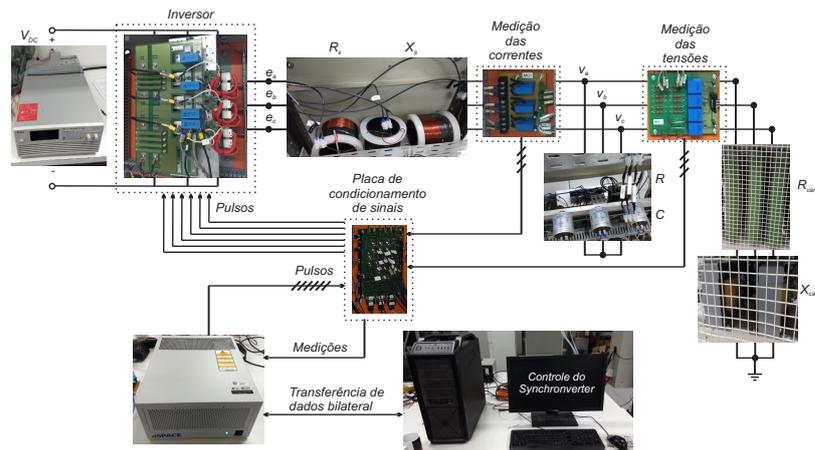
Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Tensão fase-neutro	127 Vrms	Frequência	60 Hz	Tensão CC	380 V
Velocidade angular	376,99 rad/s	R_s	0,3075 Ω	L_s	2,5 mH
D_p	6,29 Nm/(rad/s)	R_{carga}	12,1 Ω	C	23 μ F
R	2 Ω	L_{carga}	128 mH	P_{nom}	895 W
J	0,0126 Kgm ²	τ_f	0,002 s	D_q	248,99 VAr/V
K	1877,4 VAr/V	τ_v	0,02 s	f_{ch}	19200 Hz

Fonte: O autor (2019).

A tensão do barramento CC foi controlada pela fonte de tensão DC programável.

A Figura 30 apresenta a configuração experimental da operação do *Synchronverter* em modo ilhado com carga resistiva e indutiva.

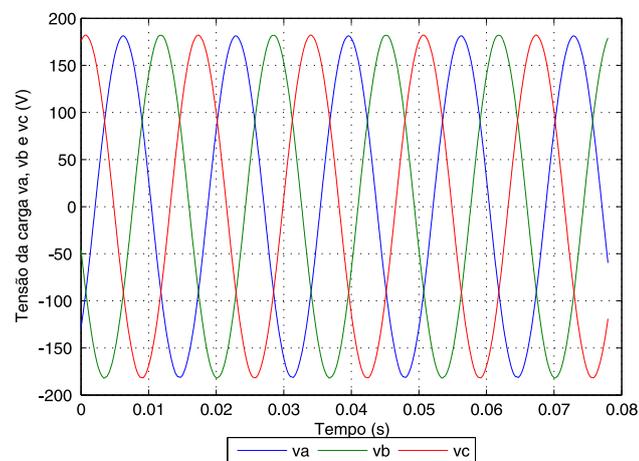
Figura 30 – Experimento da operação do *Synchronverter* operando ilhado com carga resistiva e indutiva.



Fonte: O autor (2019).

Os resultados experimentais são plotados utilizando o programa MATLAB e ilustrados conforme as Figuras 31, 34, 32 e 33.

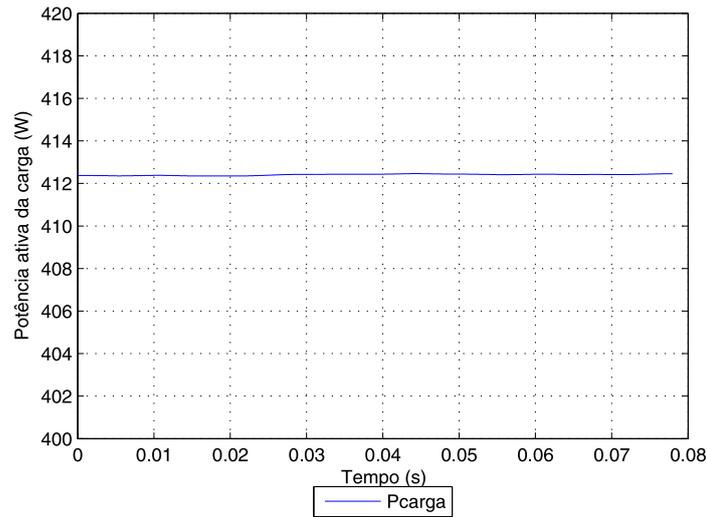
Figura 31 – Tensão terminal do *Synchronverter* no modo ilhado com dados experimentais.



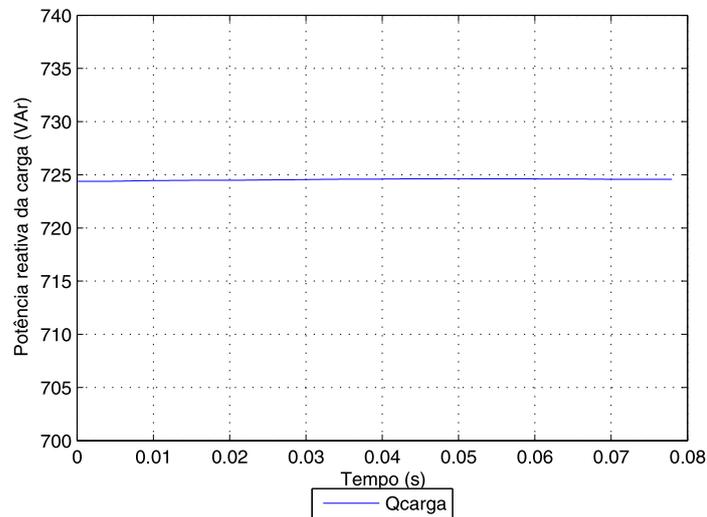
Fonte: O autor (2019).

A Figura 31 ilustra que o *Synchronverter* é capaz de fornecer a tensão nominal para a carga operando em modo ilhado.

Figura 32 – Potência ativa e reativa que alimenta a carga no modo ilhado com dados experimentais.



(a)

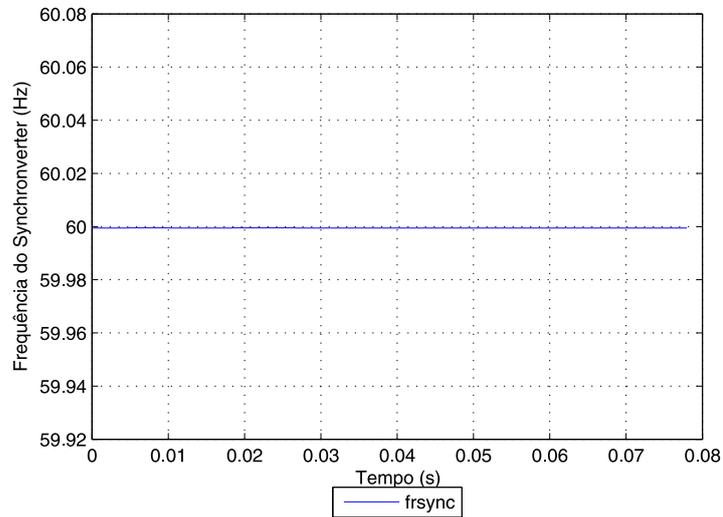


(b)

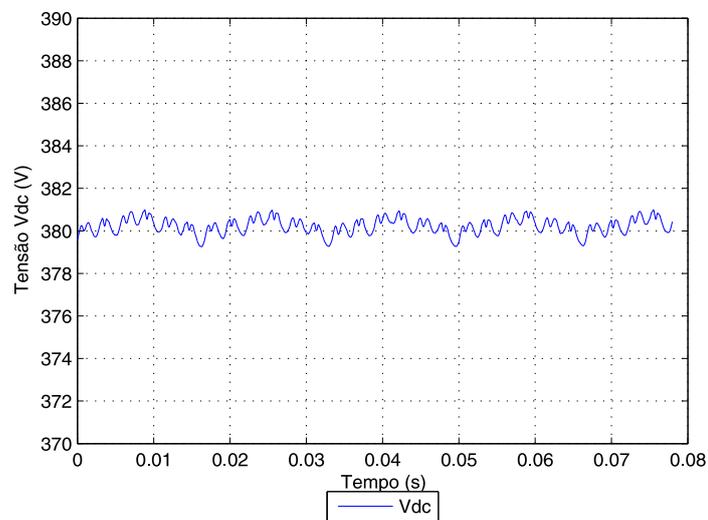
Fonte: O autor (2019).

Observa-se das Figuras 32(a) e (b) que o *Synchronverter* fornece as potências ativa e reativa necessárias para alimentar a carga.

Figura 33 – Frequência inserida pelo *Synchronverter* e tensão do barramento DC no modo ilhado com dados experimentais.



(a)



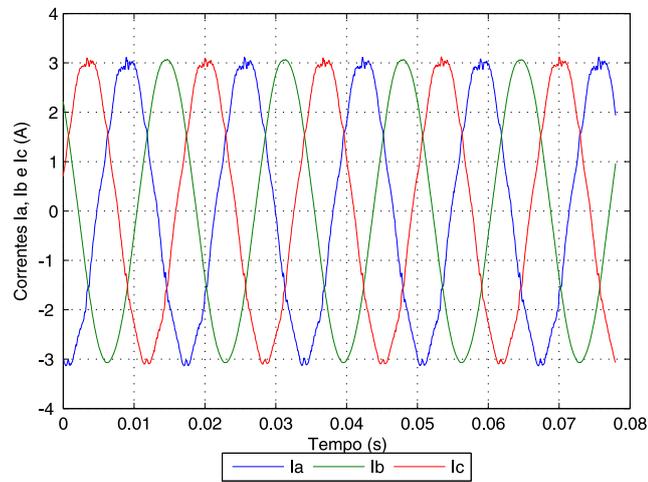
(b)

Fonte: O autor (2019).

Nota-se que o *Synchronverter* é capaz de alimentar a carga fornecendo a tensão e a frequência para a rede ilhada de maneira semelhante a um gerador síncrono.

A Figura 34 apresenta a corrente fornecida pelo *Synchronverter* à carga.

Figura 34 – Corrente do *Synchronverter* no modo ilhado com dados experimentais.

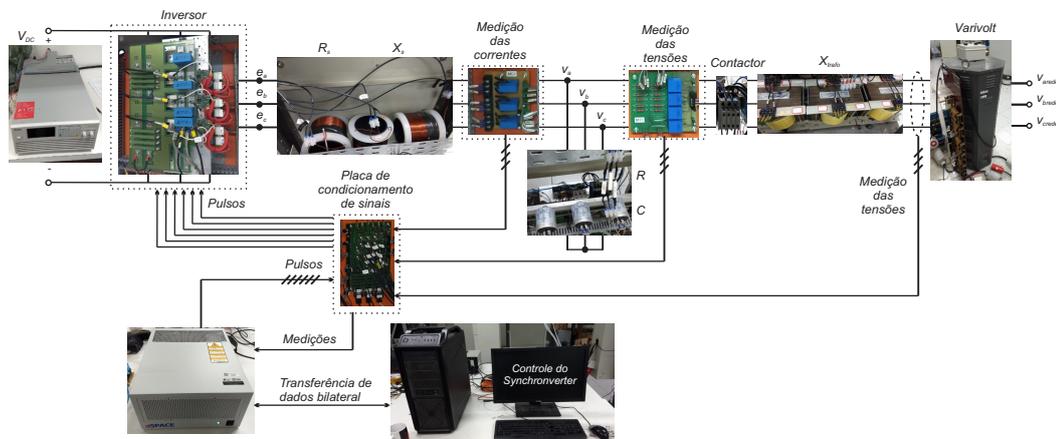


Fonte: O autor (2019).

4.4.2 Resultados experimentais para a operação no modo conectado à rede elétrica

A Figura 35 apresenta a configuração experimental da operação do *Synchronverter* no modo conectado à rede elétrica.

Figura 35 – Experimento da operação do *Synchronverter* operando conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

A tensão do barramento CC foi controlada pela fonte de tensão DC programável, um contactor foi utilizado para conexão do *Synchronverter* com a rede elétrica através de um transformador de conexão e um varivolt foi utilizado para a variação da tensão de conexão.

Por razões de segurança e para averiguar o comportamento do *Synchronverter* com o aumento da disponibilidade de tensão do barramento CC optou-se por realizar a conexão do *Synchronverter* considerando a tensão fase-neutro da rede elétrica de 20 Vrms e tensão do barramento CC de 100V e, após a conexão à rede elétrica, elevou-se para uma tensão fase-neutro de 127 Vrms e tensão do barramento CC de 400V.

Os dados utilizados no experimento para o modo conectado à rede elétrica são descritos na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do experimento do *Synchronverter* para operação no modo conectado à rede elétrica.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Tensão fase-neutro	127 Vrms	Frequência	60 Hz	Tensão CC	400 V
Velocidade angular	376,99 rad/s	R_s	0,3075 Ω	L_s	2,5 mH
D_p	3,51 Nm/(rad/s)	R	2 Ω	C	23 μ F
S_{nom}	2500 VA	J	0,007 Kgm^2	τ_f	0,002 s
D_q	278,38 VAr/V	K	2099 VAr/V	τ_v	0,02 s
L_{trafo}	1,483 mH	f_{ch}	19200 Hz		

Fonte: O autor (2019).

O experimento foi realizado seguindo as etapas:

1. Inicialização do *Synchronverter* e do GDSC-PLL;
2. Habilitar os pulsos para as chaves do inversor com potência ativa e reativa de referência nulas;
3. Habilitar os mecanismos de inclinação do *Synchronverter* para a operação em vazio;
4. Habilitar o comando de fechamento do contactor quando os erros de amplitude de tensão, velocidade angular e da fase entre a tensão medida no terminal do *Synchronverter* e a tensão medida do varivolt atenderem aos critérios estabelecidos;
5. Desabilitar o mecanismo de inclinação de potência reativa-tensão;

6. Elevar o nível de tensão fase-neutro de 20 Vrms para 127 Vrms e a tensão do barramento CC de 100 V para 400V com potência ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR, respectivamente;
7. Solicitar potência ativa;
8. Solicitar potência reativa;
9. Habilitar o mecanismo de inclinação de potência reativa-tensão;
10. Desligar o experimento.

Para a conexão à rede elétrica, o GDSC-PLL foi utilizado para gerar o sinal da fase da rede elétrica (θ_{rede}) que irá resetar o integrador que gera a fase do *Synchronverter*, quando o sinal tiver uma borda descendente, e para fornecer a velocidade angular da rede elétrica (ω_{rede}) ao controle do *Synchronverter*. O GDSC-PLL também foi utilizado para obter os valores de amplitude de tensão, velocidade angular e da fase da tensão terminal do *Synchronverter* e da rede elétrica de modo a habilitar o fechamento do contactor para a conexão com a rede elétrica quando ambas as tensões estiverem em condições semelhantes, de maneira similar a sincronização de máquinas síncronas.

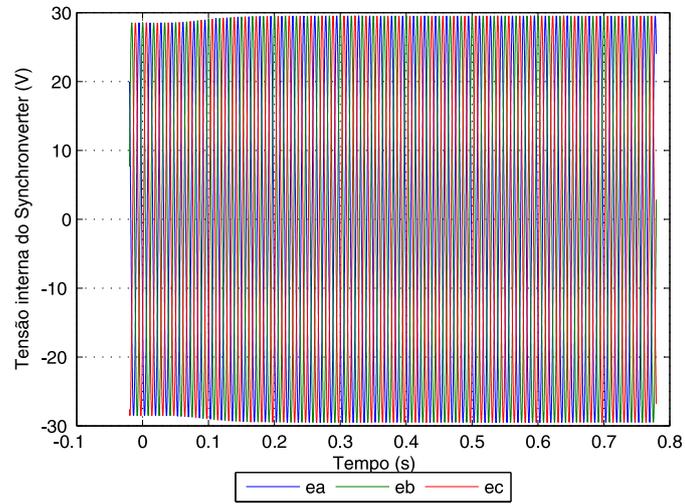
Sendo assim, o contactor só foi habilitado quando as três condições a seguir foram atendidas:

1. O valor absoluto do erro entre a fase da rede elétrica e da tensão terminal do *Synchronverter* ser menor ou igual a 0,02 radianos, isto é, a $1,14^\circ$;
2. O valor absoluto do erro entre a amplitude da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do *Synchronverter* ser menor ou igual a 1 Volt;
3. O valor absoluto do erro entre a velocidade angular da rede elétrica e da tensão terminal do *Synchronverter* ser menor ou igual a 0,5 rad/s.

A fase da tensão terminal do *Synchronverter* e da rede elétrica ficaram estacionárias entre si, deste modo foi adicionado o ângulo elétrico para sincronização do *Synchronverter* ($\theta_{sincronizacao}$), o qual irá elevar a fase do *Synchronverter* em 0,002 radianos, isto é, em $0,114^\circ$. Sendo assim, a fase do *Synchronverter* varia lentamente em relação a fase da rede elétrica e, quando as duas tensões estiverem em fase, será possível habilitar o fechamento do contactor em condições semelhantes das tensões. Isto também minimiza o impacto do tempo de atraso entre a solicitação do fechamento do contactor e a atuação real de fechamento evitando que o fechamento real ocorra em condições muito distintas de tensões.

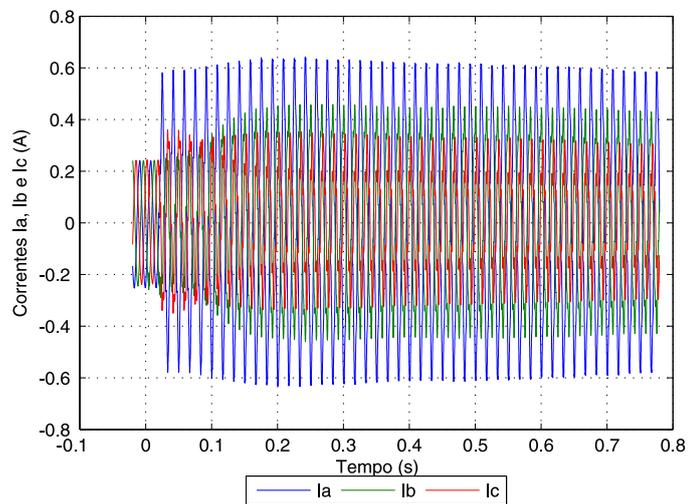
A tensão interna do *Synchronverter* e a corrente medida na saída do inversor durante a conexão à rede elétrica são apresentadas nas Figuras 36 e 37.

Figura 36 – Tensão interna do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

Figura 37 – Corrente medida na saída do inversor durante a conexão à rede elétrica.

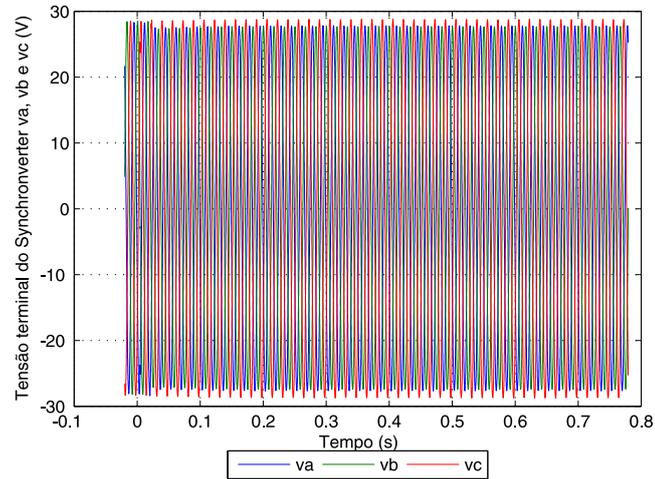


Fonte: O autor (2019).

Observa-se o desbalanço entre as correntes das três fases decorrente de valores distintos das impedâncias das três fases e que as tensões internas nas três fases do *Synchronverter* são equilibradas.

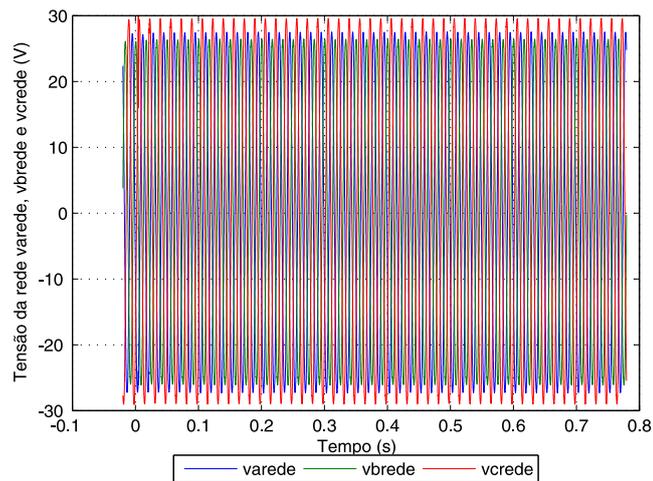
As tensões medidas no terminal do *Synchronverter* e na rede durante a conexão à rede elétrica são exibidas nas Figuras 38 e 39.

Figura 38 – Tensão terminal do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

Figura 39 – Tensão da rede elétrica durante a conexão à rede elétrica.

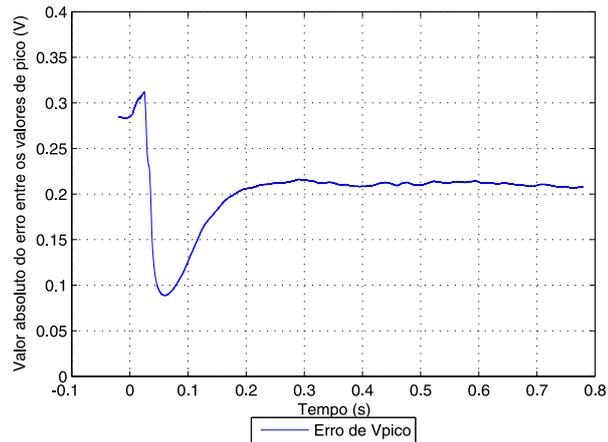


Fonte: O autor (2019).

A tensão terminal do *Synchronverter* foi mantida próxima a tensão da rede utilizando o *droop* de potência reativa-tensão com a amplitude da tensão da rede usada como referência.

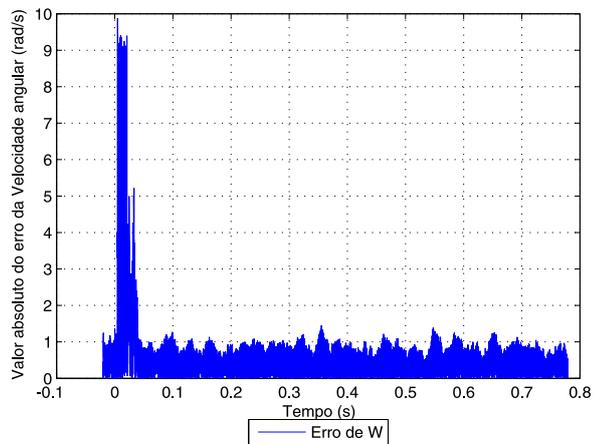
As Figuras 40, 41 e 42 apresentam os valores absolutos das diferenças de amplitude de tensão, velocidade angular e da fase entre a tensão da rede elétrica e a do terminal do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica.

Figura 40 – Diferença absoluta entre o valor de pico da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do Synchronverter durante a conexão à rede elétrica.



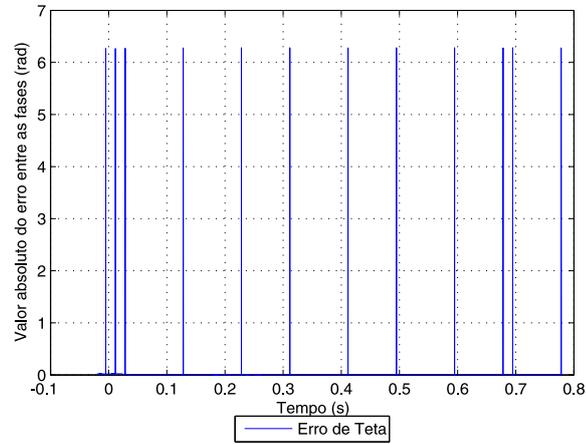
Fonte: O autor (2019).

Figura 41 – Diferença absoluta entre a velocidade angular da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do Synchronverter durante a conexão à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

Figura 42 – Diferença absoluta entre a fase da tensão da rede elétrica e da tensão terminal do Synchronverter durante a conexão à rede elétrica.

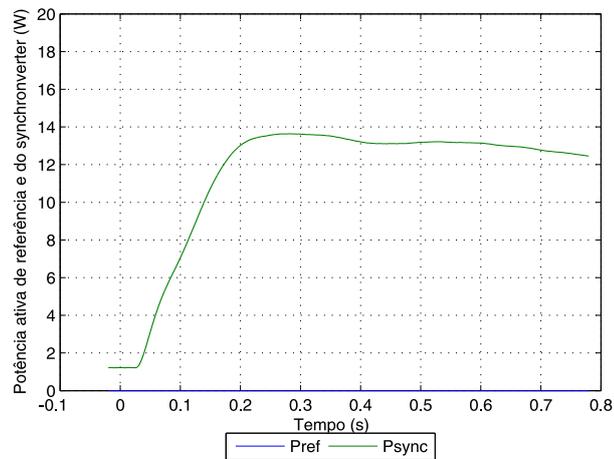


Fonte: O autor (2019).

Portanto, atendidas as condições para a sincronização, foi enviado o comando para fechamento do contactor e realizada a conexão com a rede elétrica.

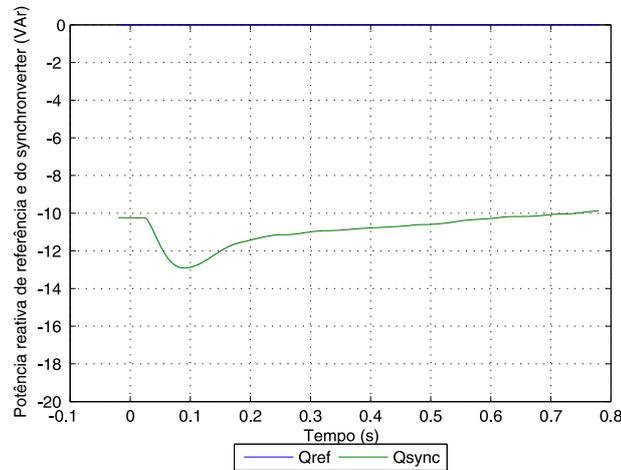
As potências ativa e reativa de referência e do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica são apresentadas nas Figuras 43 e 44.

Figura 43 – Potência ativa de referência e do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

Figura 44 – Potência reativa de referência e do *Synchronverter* durante a conexão à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

A potência ativa do *Synchronverter* variou 13 W durante a conexão devido ao *droop* de potência ativa-velocidade angular. Este fato ocorreu pois a velocidade angular da rede elétrica estava superior a velocidade angular virtual do *Synchronverter* no momento da conexão, assim, a dinâmica do *Synchronverter* elevou a potência ativa fornecida buscando compensar essa diferença da velocidade angular durante a conexão.

A potência reativa do *Synchronverter* quase não variou, variação inferior a 3 VAR, durante a conexão devido ao *droop* de potência reativa-tensão ter como referência a tensão da rede, deste modo, a amplitude da tensão terminal do *Synchronverter* foi mantida bem próxima a da rede elétrica possibilitando uma conexão sem grandes transitórios.

Em seguida foi desabilitado o *droop* de potência reativa-tensão, elevada a tensão fase-neutro através do varivolt para 127 Vrms e a tensão do barramento CC pela fonte controlada para 400V. Para reduzir os problemas ocasionados por ruídos nas medições de correntes foram solicitadas potências ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR durante a elevação da tensão.

A tensão interna do *Synchronverter* para a tensão fase-neutro da rede elétrica de 127 Vrms com potências ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR é apresentada na Figura 45.

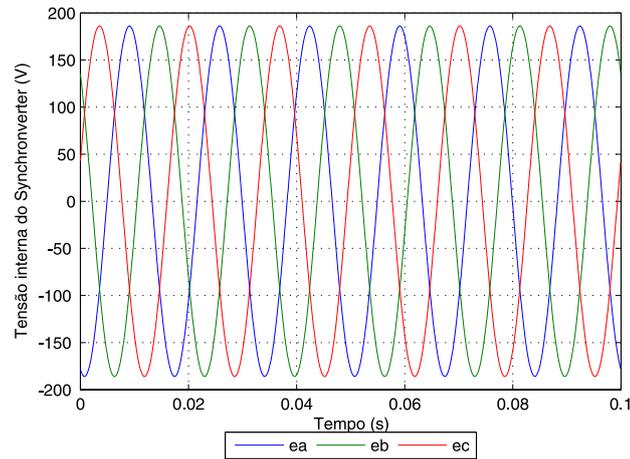
A corrente medida na saída do inversor para a tensão fase-neutro da rede elétrica de 127 Vrms com potências ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR é apresentada na Figura 46.

A velocidade angular para a tensão fase-neutro da rede elétrica de 127 Vrms com potências ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR é apresentada na Figura 47.

Nota-se que a tensão interna do *Synchronverter* acompanhou a elevação da tensão da rede e manteve-se com as três fases equilibradas enquanto que as correntes nas três fases são desequilibradas devido ao desbalanço das impedâncias das fases.

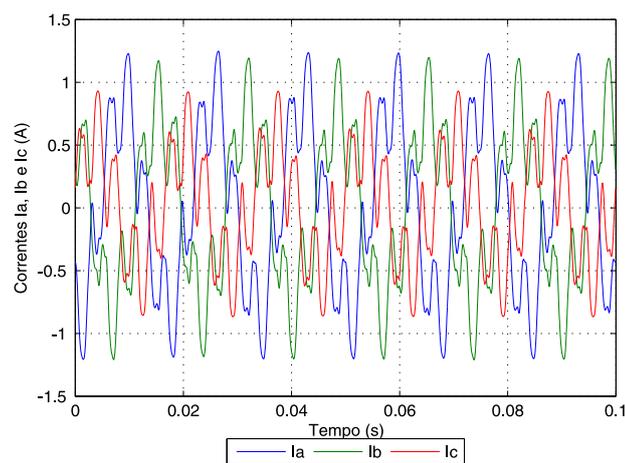
A velocidade angular do *Synchronverter* seguiu a da rede elétrica durante a elevação de tensão, caso contrário, o *Synchronverter* perderia estabilidade na conexão à rede.

Figura 45 – Tensão interna do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



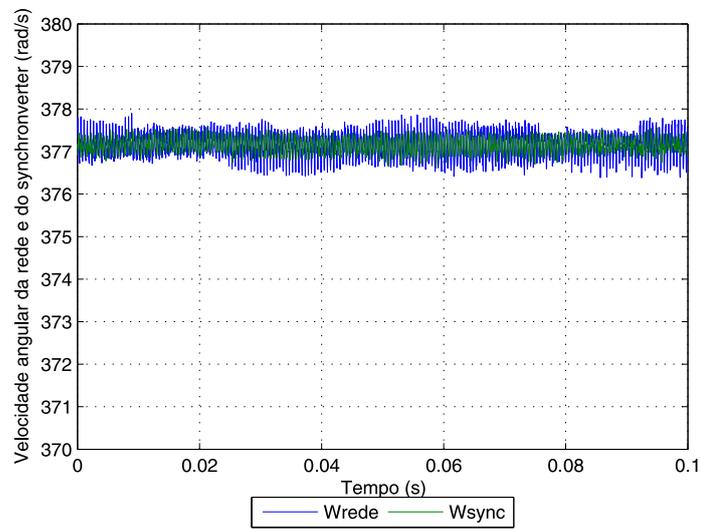
Fonte: O autor (2019).

Figura 46 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

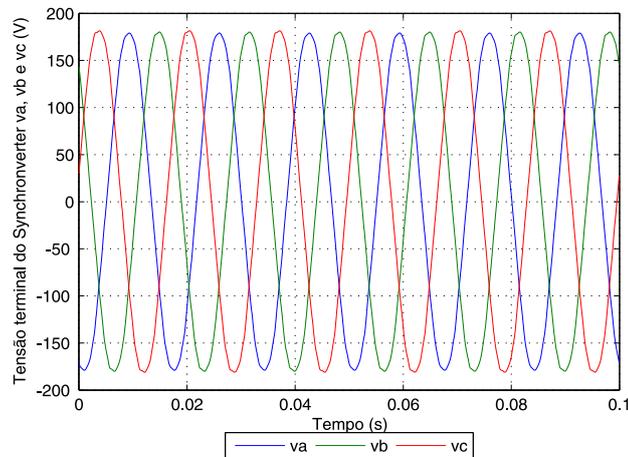
Figura 47 – Velocidade angular da rede elétrica e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

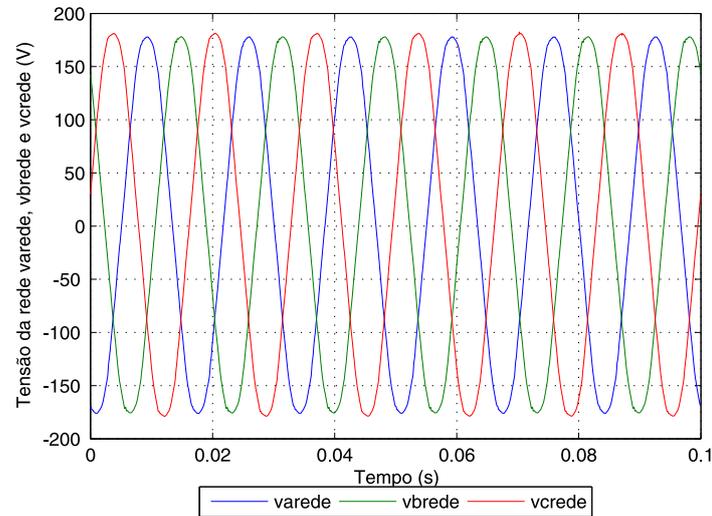
As tensões medidas no terminal do *Synchronverter* e na rede para a tensão fase-neutro da rede elétrica de 127 Vrms com potências ativa e reativa de referência de 200 W e 10 VAR são exibidas nas Figuras 48 e 49.

Figura 48 – Tensão terminal do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

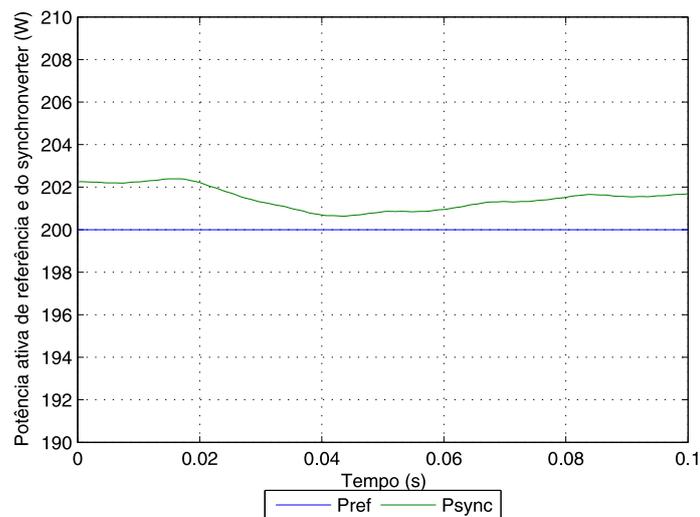
Figura 49 – Tensão da rede elétrica com o *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

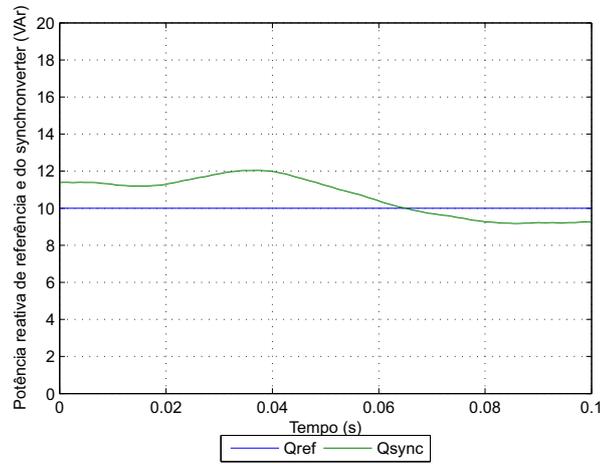
As potências ativa e reativa de referência e do *Synchronverter* para a tensão fase-neutro da rede elétrica de 127 Vrms são apresentadas nas Figuras 50 e 51.

Figura 50 – Potência ativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

Figura 51 – Potência reativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.

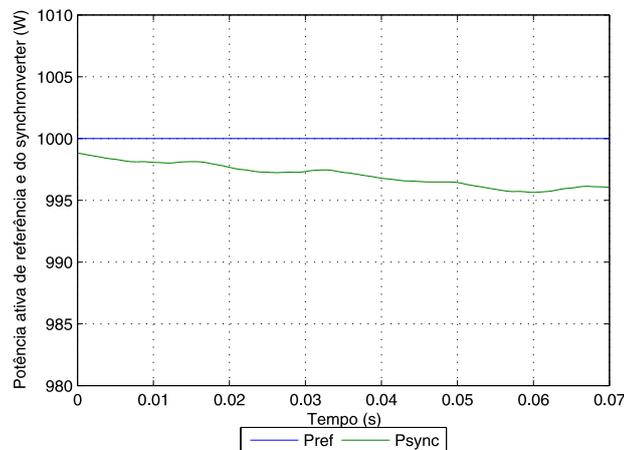


Fonte: O autor (2019).

As potências ativa e reativa do *Synchronverter* variam ligeiramente ao redor dos valores solicitados de 200W e 10 VAR devido a dinâmica existente entre o *Synchronverter* e a rede elétrica.

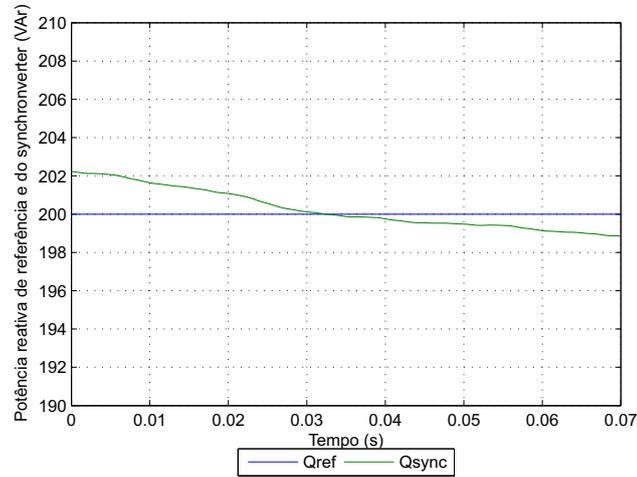
As Figuras 52 e 53 apresentam as potências ativa e reativa de referência, solicitadas para 1000W e 200 VAR, e do *Synchronverter*.

Figura 52 – Potência ativa de referência de 1000 W e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

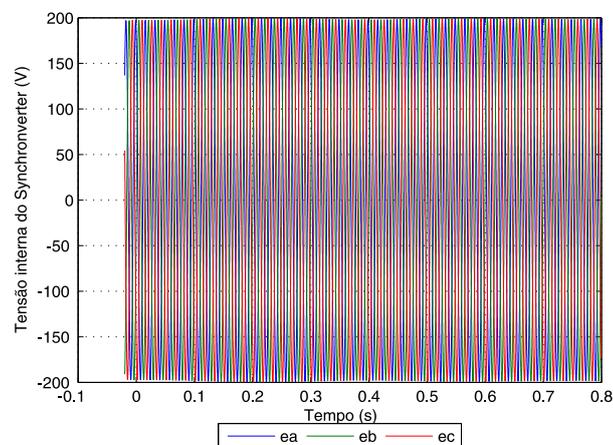
Figura 53 – Potência reativa de referência de 200 VAR e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica.



Fonte: O autor (2019).

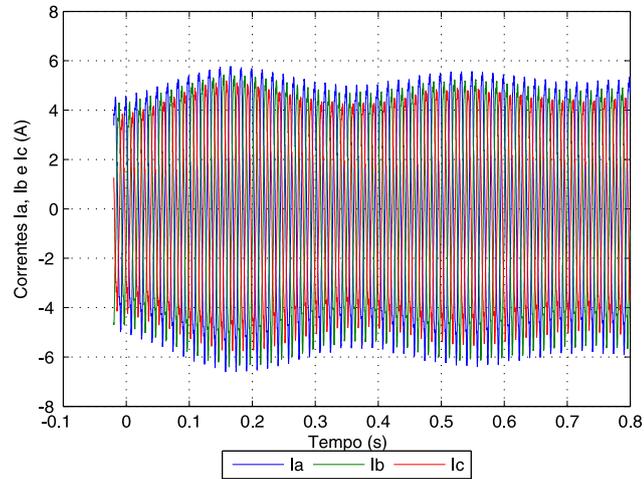
A seguir serão apresentadas as respostas ao degrau de potência ativa de 1200 W para 1500 W mantendo a potência reativa em 100 VAR. A tensão interna do *Synchronverter*, a corrente medida na saída do inversor e a velocidade angular para o degrau de potência ativa são ilustradas nas Figuras 54, 55 e 56.

Figura 54 – Tensão interna do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



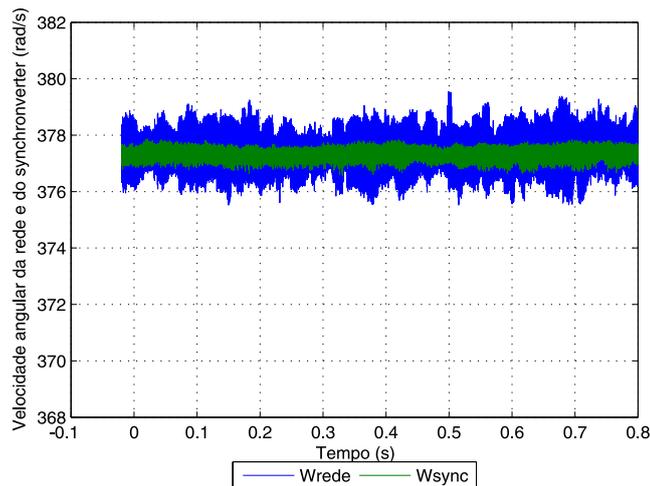
Fonte: O autor (2019).

Figura 55 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



Fonte: O autor (2019).

Figura 56 – Velocidade angular da rede elétrica e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.

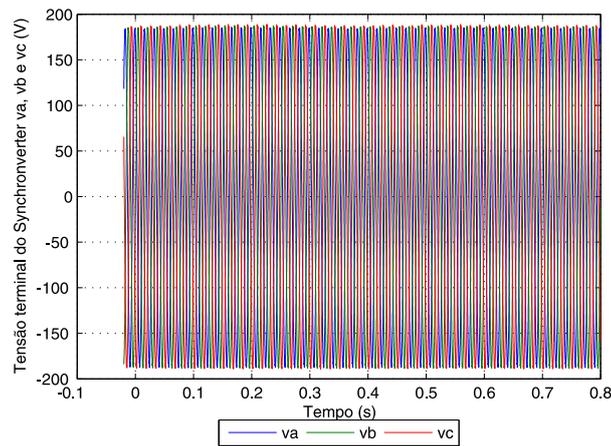


Fonte: O autor (2019).

O *Synchronverter* opera como uma máquina síncrona virtual sobre-excitada fornecendo a potência reativa de 100VAR com tensão interna superior a tensão terminal.

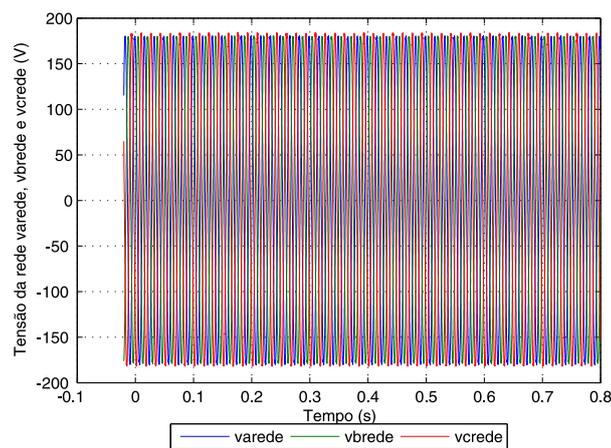
As tensões medidas no terminal do *Synchronverter* e na rede para o degrau de potência ativa são ilustradas nas Figuras 57 e 58.

Figura 57 – Tensão terminal do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



Fonte: O autor (2019).

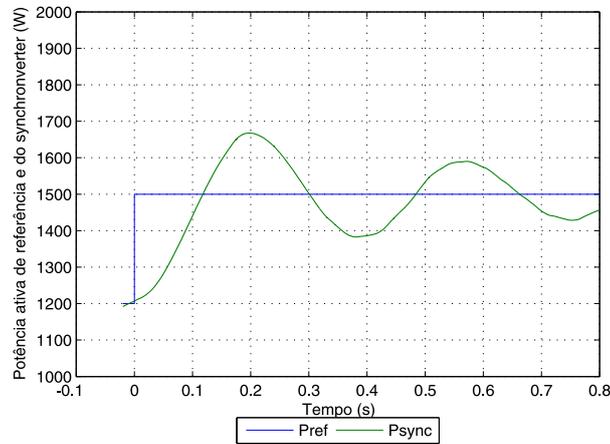
Figura 58 – Tensão da rede elétrica com o *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



Fonte: O autor (2019).

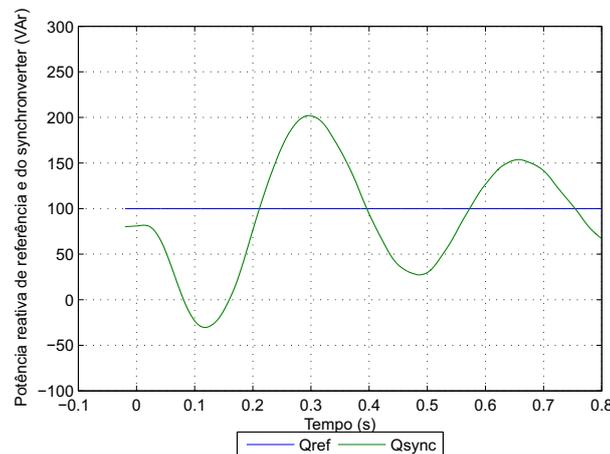
As potências ativa e reativa de referência e do *Synchronverter* para o degrau de potência ativa são ilustradas nas Figuras 59 e 60.

Figura 59 – Potência ativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



Fonte: O autor (2019).

Figura 60 – Potência reativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência ativa.



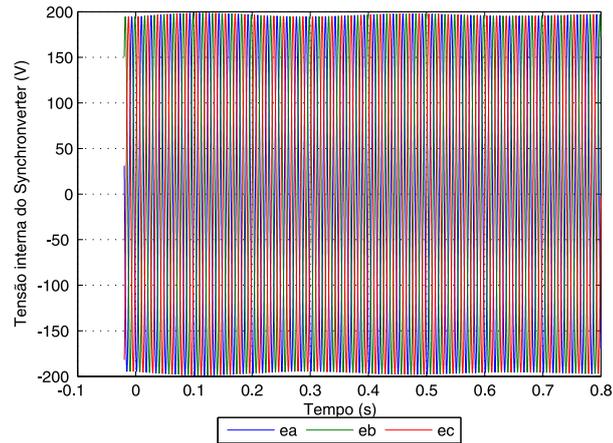
Fonte: O autor (2019).

Observa-se *overshoot* inicial na potência ativa com redução da oscilação até se estabilizar no valor solicitado. A potência reativa também responde ao degrau de potência ativa oscilando em torno do valor de referência até atingi-lo novamente.

A seguir serão apresentadas as respostas ao degrau de potência reativa de 0 VAr para 300

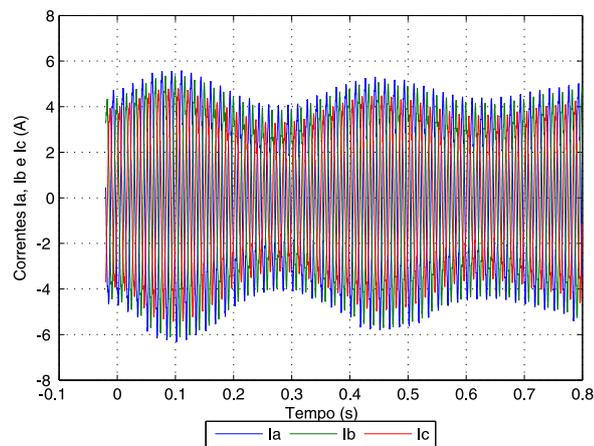
VAR mantendo a potência ativa em 1200 W. A tensão interna do *Synchronverter*, a corrente medida na saída do inversor e a velocidade angular para o degrau de potência reativa são ilustradas nas Figuras 61, 62 e 63.

Figura 61 – Tensão interna do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



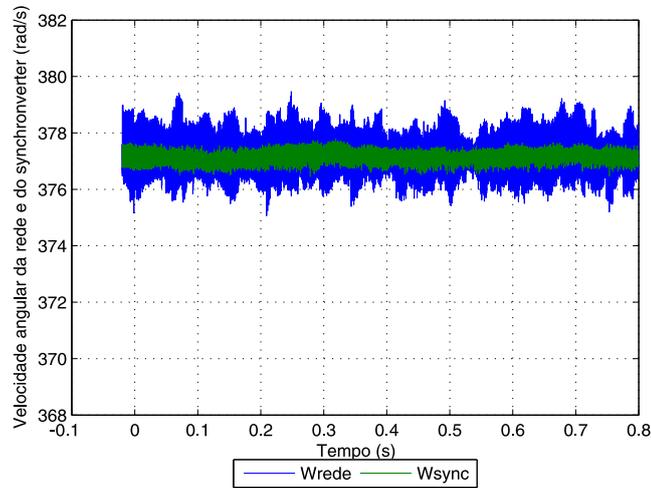
Fonte: O autor (2019).

Figura 62 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



Fonte: O autor (2019).

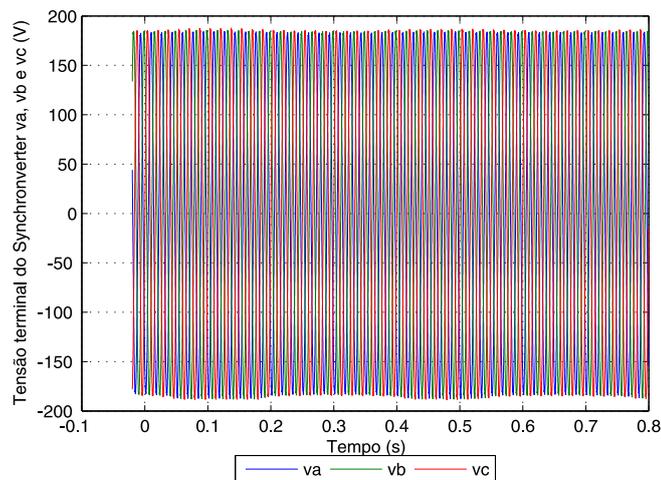
Figura 63 – Velocidade angular da rede elétrica e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



Fonte: O autor (2019).

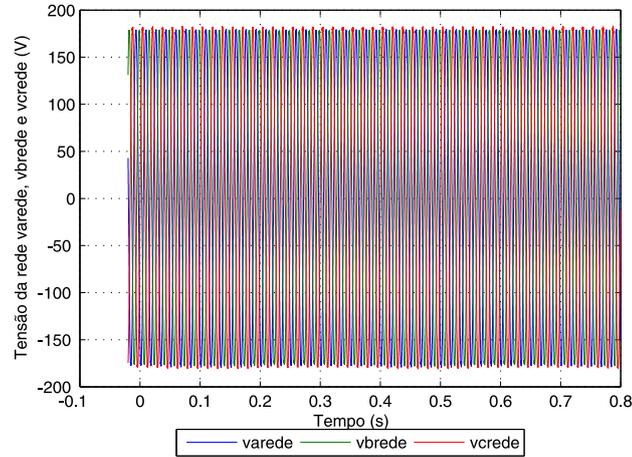
As tensões medidas no terminal do *Synchronverter* e na rede para o degrau de potência reativa são ilustradas nas Figuras 64 e 65.

Figura 64 – Tensão terminal do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



Fonte: O autor (2019).

Figura 65 – Tensão da rede elétrica com o *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.

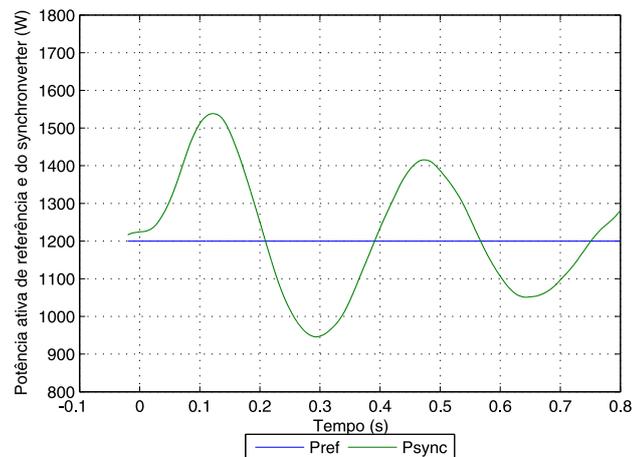


Fonte: O autor (2019).

Verifica-se que a tensão interna do *Synchronverter* é superior a tensão terminal.

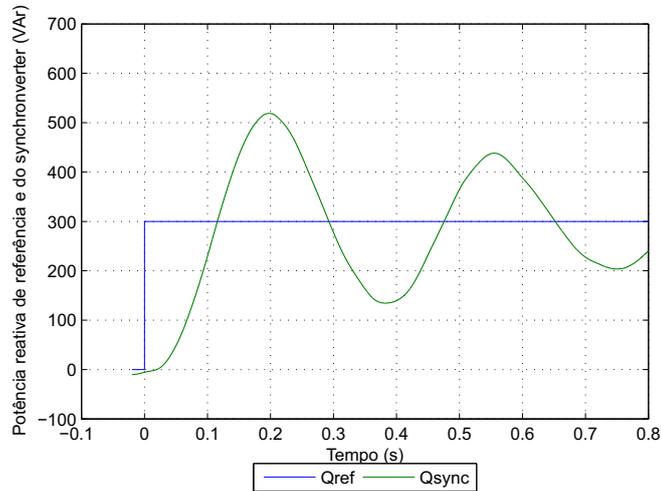
As potências ativa e reativa de referência e do *Synchronverter* para o degrau de potência reativa são ilustradas nas Figuras 66 e 67.

Figura 66 – Potência ativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



Fonte: O autor (2019).

Figura 67 – Potência reativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica para o degrau de potência reativa.



Fonte: O autor (2019).

Sendo assim, o *Synchronverter* opera como uma máquina síncrona virtual sobreexcitada fornecendo a potência reativa de 300 VAR e apresenta oscilações transitórias, ocorridas após o degrau de potência reativa, até atingir o novo regime permanente em torno das potências ativa e reativa solicitadas pelo controle.

O degrau de potência reativa provoca um *overshoot* inicial na potência ativa e oscilação em torno do valor de referência com redução da oscilação até se estabilizar no valor de 1200 W mantido como referência.

Observa-se, também, um *overshoot* inicial de até cerca de 520 VAR na potência reativa com redução da oscilação até se estabilizar no valor solicitado de 300 VAR.

Outro teste realizado durante a operação do *Synchronverter* conectado à rede elétrica consistiu em habilitar o *droop* de potência reativa-tensão e solicitar uma tensão de referência diferente da tensão terminal.

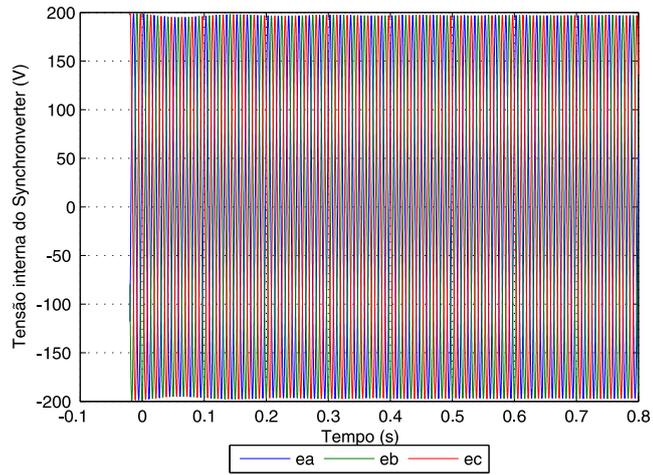
A seguir serão apresentadas as respostas do *Synchronverter* após ser habilitado o *droop* de potência reativa-tensão com tensão de referência inferior a tensão medida no terminal do *Synchronverter* mantendo as potências ativa e reativa de referência em 1200 W e 200 VAR.

A tensão interna nas três fases do *Synchronverter*, a corrente medida em cada uma das fases na saída do inversor e a velocidade angular da rede elétrica e do *Synchronverter* após habilitar o mecanismo de inclinação com uma tensão de referência inferior a tensão medida no terminal do *Synchronverter* são ilustradas nas Figuras 68, 69 e 70.

Nota-se que as correntes são desbalanceadas devido a diferença entre as impedâncias de saída das três fases e apresentam o conteúdo harmônico resultante do chaveamento PWM enquanto que as tensões apresentam baixo conteúdo harmônico, sendo praticamente

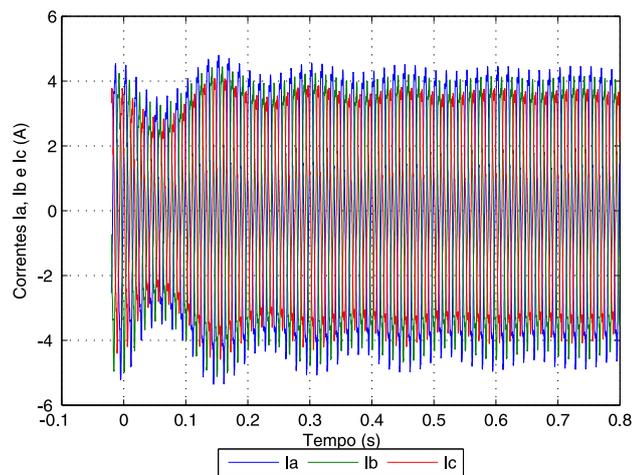
senoidais.

Figura 68 – Tensão interna do *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



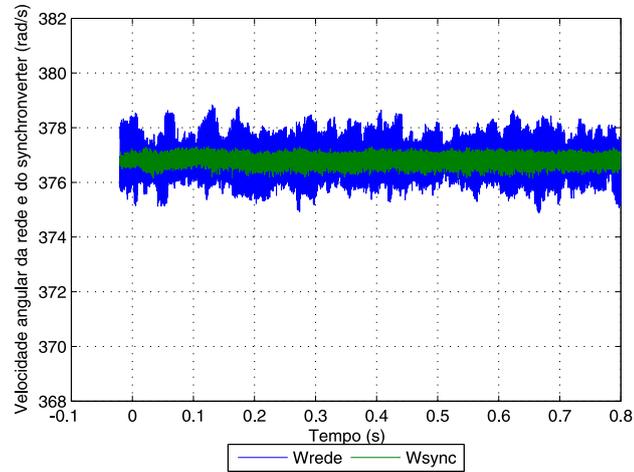
Fonte: O autor (2019).

Figura 69 – Corrente medida na saída do inversor conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

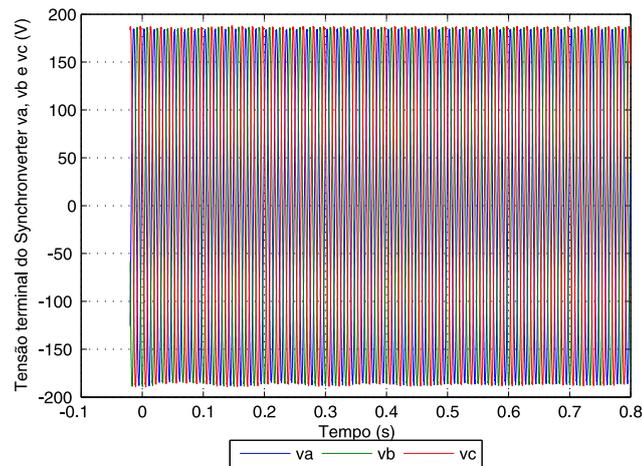
Figura 70 – Velocidade angular da rede elétrica e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

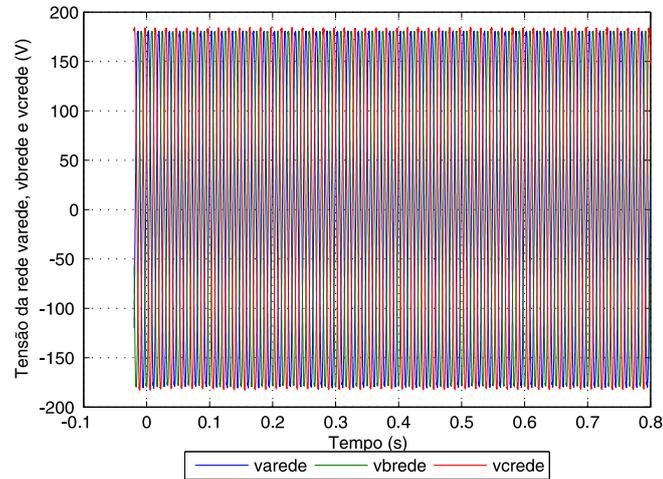
As tensões medidas no terminal do *Synchronverter* e na rede após habilitar o mecanismo de inclinação são ilustradas nas Figuras 71 e 72.

Figura 71 – Tensão terminal do *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

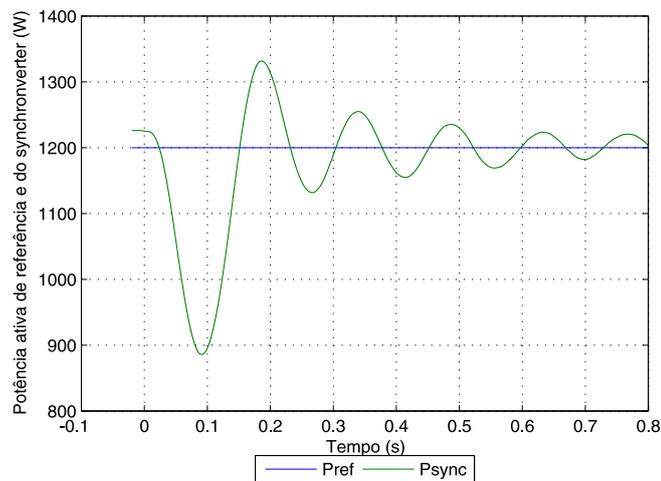
Figura 72 – Tensão da rede elétrica com o *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

As potências ativa e reativa de referência e do *Synchronverter* após habilitar o mecanismo de inclinação são ilustradas nas Figuras 73 e 74.

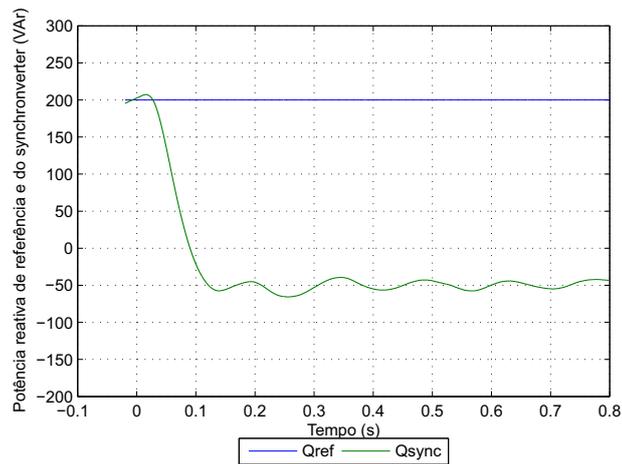
Figura 73 – Potência ativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

Observa-se que a potência ativa responde a habilitação do mecanismo de inclinação de potência reativa-tensão oscilando em torno do valor de referência até atingi-lo novamente.

Figura 74 – Potência reativa de referência e do *Synchronverter* conectado à rede elétrica após habilitar o mecanismo de inclinação.



Fonte: O autor (2019).

A potência reativa não segue o valor de referência solicitado por causa da habilitação do controle de inclinação, este faz com que o *Synchronverter* reduza a potência reativa com o objetivo de reduzir a tensão terminal para o valor de referência solicitado.

4.5 Sumário

Neste capítulo, foi apresentado o *Synchronverter* com base em (ZHONG; WEISS, 2011) com objetivo de operar um inversor como um gerador síncrono cobrindo toda a dinâmica da máquina. Foi emulado um gerador síncrono de polos lisos como base para o controle do *Synchronverter* por apresentar um modelo matemático reduzido.

A implementação e o funcionamento do *Synchronverter* através de simulações incorporando os controles de inclinação de frequência e de tensão e das malhas de regulação de potência ativa e reativa são desenvolvidos e descritos. Observa-se que toda implementação do *Synchronverter* é realizada em referencial abc, não sendo necessário o uso de transformadas dq0 ou $\alpha\beta$. O *Synchronverter* controla a frequência e o ângulo de carga através da potência ativa e da equação de oscilação e proporciona uma inércia virtual ao sistema.

O *Synchronverter* pode ser operado em modo ilhado ou conectado com a rede elétrica, neste caso, participando da regulação da frequência e de tensão da rede. Ambos os modos de operação e a transição do modo de operação ilhado para o modo conectado à rede

elétrica foram comprovados por meio de resultados experimentais.

5 OPERAÇÃO DE INVERSORES EM PARALELO

Como compartilhar a carga entre os inversores operados em paralelo com precisão é um problema que tem levado à criação de diferentes algoritmos nos últimos anos, os quais basicamente são divididos em duas categorias de controle para os inversores: controle com comunicação e controle sem comunicação.

Algumas das estratégias de controle com comunicação são o controle do tipo mestre-escravo (*Master-slave*), onde geralmente há uma combinação entre inversor fonte de tensão, denominado mestre e cuja função é regular a tensão e a frequência na carga, e inversores fonte de corrente, denominados escravos, os quais, a partir dos valores medidos das tensões nos respectivos pontos de conexão que serão processados para a obtenção não só da amplitude, mas da frequência e posição angular, devem impor as referências de corrente definidas pela unidade de distribuição de potência. Um esquema deste tipo pode ser visto em (CHU; CHEN, 1995); o *Central-limit control*, baseado em um controle central que determina a corrente que deve ser fornecida por cada unidade inversora do sistema. Nele todas as unidades inversoras são iguais, como pode ser visto em (LEE; SIRI, 1990); e o controle do tipo cadeia circular (HUANG et al., 1998), neste esquema as unidades inversoras formam um anel onde uma unidade tem como referência a corrente da unidade anterior.

As estratégias sem comunicação são baseadas nas curvas de inclinações de tensão e frequência em função das potências ativa e reativa. Portanto, a vantagem desta estratégia é a não necessidade de nenhum mecanismo de comunicação externo entre os inversores para obter um bom compartilhamento de cargas lineares e não lineares (BORUP; BLAABJERG; ENJETI, 2001; CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993; GUERRERO et al., 2004; TULADHAR et al., 2000; ZHONG; HORNIK, 2013). O *Synchronverter* descrito no capítulo anterior utiliza o controle sem comunicação através das curvas de inclinação de tensão e frequência, portanto este controle será o foco abordado aqui.

Algumas das técnicas de controle por inclinação amplamente utilizadas em sistemas convencionais de geração de energia segundo (DIAZ; GONZALEZ; DIEZ, 2010) podem ser encontradas em (BARKLUND et al., 2008; BRABANDERE et al., 2007; GUERRERO et al., 2005; GUERRERO et al., 2007; GUERRERO et al., 2011; MAJUMDER et al., 2010; MOHAMED; SAADANY, 2008; TULADHAR et al., 1997; ZHONG; WEISS, 2011). Em (GUERRERO et al., 2004; GUERRERO et al., 2005), foi verificado que a impedância de saída dos inversores poderia desempenhar um papel importante no compartilhamento de potência e um controlador de inclinação para inversores com impedância de saída resistiva foi proposto para compartilhar cargas lineares e não lineares (GUERRERO et al., 2007). Em (GUERRERO et al., 2006), foi relatado que a precisão do compartilhamento de potência reativa não é alta. Além disso, a tensão de saída cai devido ao aumento da carga e também devido ao controle por inclinação. Para resolver os problemas de compartilhamento de potência para inversores operados paralelamente foi

introduzido um controle secundário para trazer a tensão e frequência desviadas de volta aos valores nominais em (GUERRERO et al., 2011), porém isso precisa de comunicação entre os inversores reduzindo a vantagem do controle por inclinação.

Neste capítulo, o esquema convencional de controle por inclinação para casos com inversores cuja impedância de saída é predominantemente resistiva (inversores R), predominantemente indutiva (inversores L) e predominantemente capacitiva (inversores C) monofásicos e o controlador por inclinação robusto proposto em (ZHONG; HORNIK, 2013) são apresentados e analisados preliminarmente apenas para dar subsídios as análises da conexão em paralelo de inversores trifásicos operando como *Synchronverters*.

O controlador por inclinação convencional é apresentado inicialmente visando conhecer as suas deficiências com relação ao compartilhamento de carga proporcional a capacidade dos inversores monofásicos. Tais deficiências estão principalmente relacionadas ao tipo e valor da impedância de saída do inversor e ao ponto de ajuste de tensão.

Em seguida, o controlador de inclinação robusto é analisado visando alcançar um compartilhamento de carga proporcional preciso sem a necessidade de ter a mesma impedância de saída e para gerar o mesmo ponto de ajuste de tensão para os inversores monofásicos operados paralelamente.

Por fim, é analisado por meio de simulação a operação em paralelo de *Synchronverters* com fim de verificar se ele mitiga as deficiências do controlador de inclinação convencional e obtém um compartilhamento de carga proporcional a capacidade dos inversores trifásicos.

5.1 Controle por Inclinação Convencional

Nesta seção é apresentada a técnica de controle por inclinação convencional para diferentes tipos de impedâncias de saída dos inversores.

Conforme descrito no Capítulo 2, um inversor controlado por tensão pode ser modelado como uma fonte de tensão ideal v_r em série com sua impedância de saída $Z_{oinv} = R_{oinv} + jX_{oinv} = |Z_{oinv}|e^{j\phi_{Z_{oinv}}}$, onde inv é um número inteiro que representa cada inversor. Deste modo, a conexão de dois inversores em paralelo pode ser representada como na Figura 75. A impedância de linha é omitida e a referência de tensão (0°) é considerada na tensão V_o sobre a carga Z . As tensões de referência dos dois inversores são, respectivamente, dadas por:

$$v_{r1} = E_1 \cos(\omega_1 t + \delta_1) \quad (57)$$

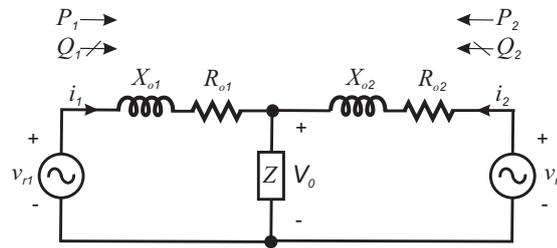
e

$$v_{r2} = E_2 \cos(\omega_2 t + \delta_2). \quad (58)$$

Os dois inversores compartilham a mesma tensão da carga dada por

$$v_o = v_{r1} - (R_{o1} + jX_{o1})i_1 = v_{r2} - Z_{o2}i_2. \quad (59)$$

Figura 75 – Dois inversores conectados em paralelo alimentando uma carga.

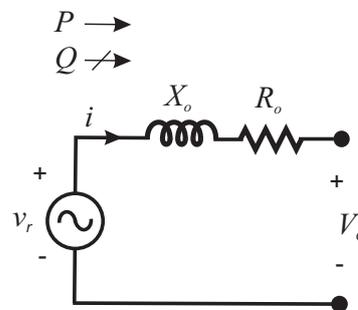


Fonte: O autor (2019).

Observa-se que a tensão V_o cai quando a carga aumenta, característica chamada de efeito de carga (ZHONG; HORNIK, 2013).

Como mostrado na Figura 75 os inversores conectados em paralelo compartilham a mesma tensão de carga. Deste modo, é possível analisar as potências ativa e reativa fornecidas pelo inversor de maneira genérica através da Figura 76.

Figura 76 – Fonte de tensão fornecendo potência para a fonte de tensão terminal através de uma impedância.



Fonte: O autor (2019).

Considerando os sentidos de fluxo de potência que estão indicados na Figura 76 pode-se determinar a corrente I que flui entre as fontes de tensão e reescrever as potências ativa e reativa que saem da fonte de tensão para a fonte de tensão terminal através da impedância, dadas a partir da potência complexa, respectivamente, por

$$I = \frac{Ee^{j\delta} - V_o}{|Z_o|e^{j\phi_{Z_o}}}, \quad (60)$$

$$P = \left(\frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \cos(\delta) \right) \cos(\phi_{Z_o}) + \frac{EV_o}{|Z_o|} \sin(\delta) \sin(\phi_{Z_o}), \quad (61)$$

$$Q = \left(\frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \cos(\delta) \right) \text{sen}(\phi_{Z_o}) - \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \cos(\phi_{Z_o}), \quad (62)$$

sendo δ o ângulo de potência correspondendo a diferença de entre a fase da fonte e a do terminal.

Separando as componentes referentes ao ângulo da impedância de saída ϕ_{Z_o} , as potências ativa (61) e reativa (62) podem ser escritas assim

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen}(\phi_{Z_o}) & \cos(\phi_{Z_o}) \\ -\cos(\phi_{Z_o}) & \text{sen}(\phi_{Z_o}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \\ \frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \cos(\delta) \end{bmatrix}. \quad (63)$$

Assim, definindo

$$\begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{Q} \end{bmatrix} \equiv \begin{bmatrix} \text{sen}(\phi_{Z_o}) & -\cos(\phi_{Z_o}) \\ \cos(\phi_{Z_o}) & \text{sen}(\phi_{Z_o}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}, \quad (64)$$

teremos

$$\begin{bmatrix} \tilde{P} \\ \tilde{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \\ \frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \cos(\delta) \end{bmatrix}. \quad (65)$$

E, para um pequeno valor de δ ,

$$\tilde{P} = \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \approx \frac{EV_o}{|Z_o|} \delta \quad (66)$$

e

$$\tilde{Q} = \frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \cos(\delta) \approx \frac{E - V_o}{|Z_o|} E. \quad (67)$$

Isto é, a potência ativa \tilde{P} pode ser controlada pelo controle de δ enquanto que a potência reativa \tilde{Q} pode ser controlada pelo controle de E separadamente. Esta é a base das estratégias de controle por inclinação utilizadas em (BRABANDERE et al., 2007; GUERRERO et al., 2005). Importante observar que a frequência ω é utilizada ao invés do ângulo δ devido ao fato de uma unidade não conhecer a fase inicial da outra nas estratégias de controle de paralelismo de inversores e, também, que uma transformação envolvendo o ângulo de impedância seja aplicada para calcular as potências ativa (61) e reativa (62).

5.1.1 Inversores R

Inversores R apresentam a impedância de saída resistiva, ou seja, $\phi_{Z_o} = 0^\circ$ e $Z_o = R_o e^{j0} = R_o$, então as potências ativa (61) e reativa (62) tornam-se

$$P = \frac{E^2}{R_o} - \frac{EV_o}{R_o} \cos(\delta) \quad (68)$$

e

$$Q = -\frac{EV_o}{R_o} \text{sen}(\delta). \quad (69)$$

Considerando um pequeno valor de δ ,

$$P \approx \left(\frac{E}{R_o} - \frac{V_o}{R_o} \right) E \quad (70)$$

e

$$Q \approx -\frac{EV_o}{R_o} \delta. \quad (71)$$

Assim, P é mais influenciado por E e Q é mais influenciado por δ . Deste modo, a estratégia de controle de inversores R consiste em curvas de inclinação $Q - \omega$ e $P - E$ da forma

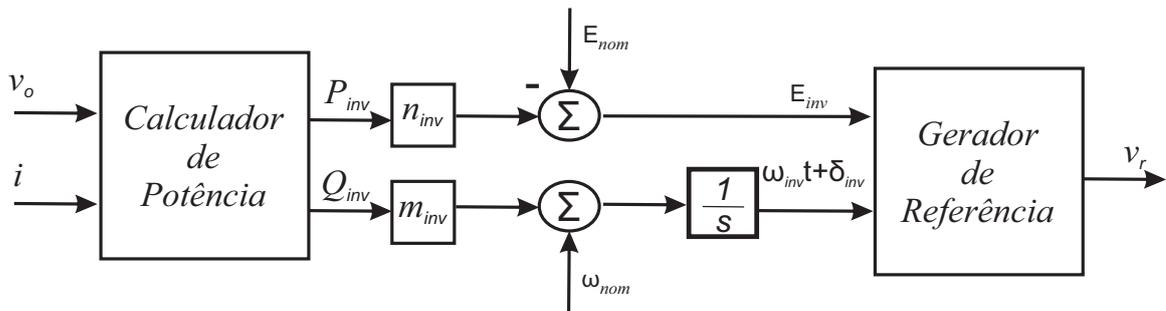
$$E_{inv} = E_{nom} - n_{inv} P_{inv} \quad (72)$$

e

$$\omega_{inv} = \omega_{nom} + m_{inv} Q_{inv}, \quad (73)$$

onde E_{nom} e ω_{nom} são a amplitude e a frequência nominal do inversor e os coeficientes de inclinação do inversor inv são n_{inv} e m_{inv} . Para esse caso $\tilde{P} = -Q$ e $\tilde{Q} = P$. O esquema de controle por inclinação convencional para inversores R é ilustrado na Figura 77.

Figura 77 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores R.



Fonte: adaptado de Zhong e Hornik (2013)

5.1.2 Inversores C

Inversores C apresentam a impedância de saída capacitiva, isto é, $\phi_{Z_o} = -90^\circ$. Assim, as potências ativa (61) e reativa (62) tornam-se

$$P = -\frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \quad (74)$$

e

$$Q = -\frac{E^2}{|Z_o|} + \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{cos}(\delta). \quad (75)$$

Considerando um pequeno valor de δ ,

$$P \approx -\frac{EV_o}{|Z_o|} \delta \quad (76)$$

e

$$Q \approx \left(-\frac{E}{|Z_o|} + \frac{V_o}{|Z_o|} \right) E. \quad (77)$$

Assim, P é mais influenciado por δ e Q é mais influenciado por E . Deste modo, a estratégia de controle de inversores C consiste em curvas de inclinação $Q - E$ e $P - \omega$ da forma

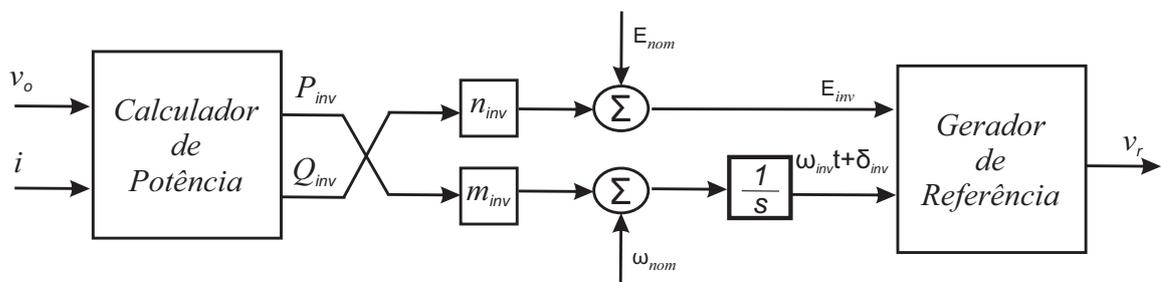
$$E_{inv} = E_{nom} + n_{inv} Q_{inv} \quad (78)$$

e

$$\omega_{inv} = \omega_{nom} + m_{inv} P_{inv}. \quad (79)$$

Para esse caso $\tilde{P} = -P$ e $\tilde{Q} = -Q$. O esquema de controle por inclinação convencional para inversores C é ilustrado na Figura 78.

Figura 78 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores C.



5.1.3 Inversores L

Inversores L apresentam a impedância de saída indutiva, isto é, $\phi_{Z_o} = 90^\circ$. Então, as potências ativa (61) e reativa (62) podem ser reescritas como

$$P = \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{sen}(\delta) \quad (80)$$

e

$$Q = \frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{EV_o}{|Z_o|} \text{cos}(\delta). \quad (81)$$

Para um pequeno valor de δ ,

$$P \approx \frac{EV_o}{|Z_o|} \delta \quad (82)$$

e

$$Q \approx \frac{E^2}{|Z_o|} - \frac{V_o}{|Z_o|} E. \quad (83)$$

Assim, P é mais influenciado por δ e Q é mais influenciado por E . Deste modo, a estratégia de controle de inversores L consiste em curvas de inclinação $Q - E$ e $P - \omega$ da forma

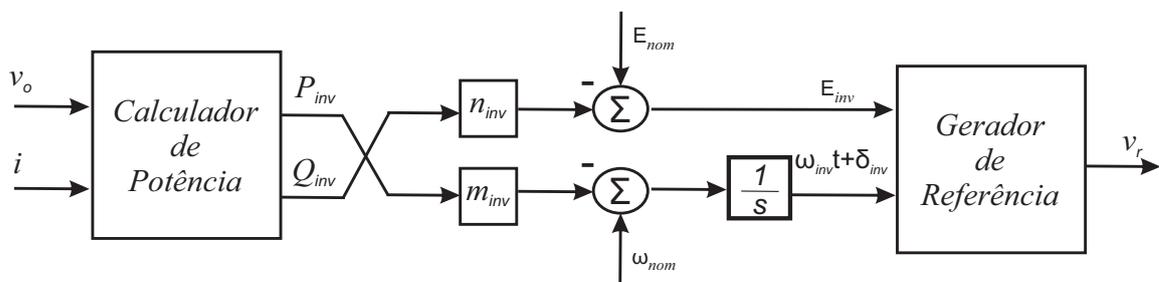
$$E_{inv} = E_{nom} - n_{inv} Q_{inv} \quad (84)$$

e

$$\omega_{inv} = \omega_{nom} - m_{inv} P_{inv}. \quad (85)$$

Para esse caso $\tilde{P} = P$ e $\tilde{Q} = Q$. O esquema de controle por inclinação convencional para inversores L é ilustrado na Figura 79.

Figura 79 – Esquema de controle por inclinação convencional para inversores L.



Para que os inversores compartilhem a carga proporcionalmente às suas potências nominais, os coeficientes de inclinação devem estar na proporção inversa às suas potências nominais (TULADHAR et al., 1997; SATO; KAWAMURA, 2005), ou seja, n_{inv} e m_{inv} devem ser escolhidos para satisfazer

$$n_{inv}S_{invnom} = Constante = n_1S_{1nom} = n_2S_{2nom} \quad (86)$$

e

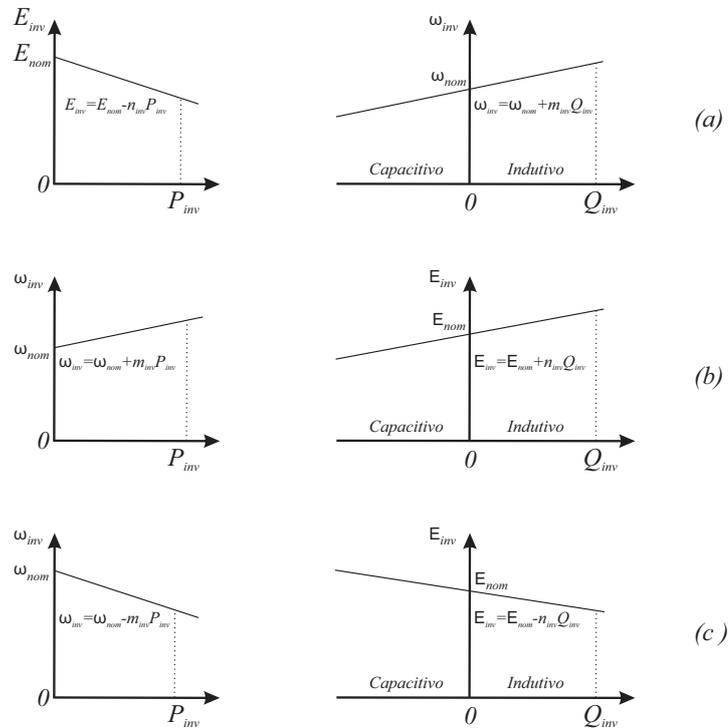
$$m_{inv}S_{invnom} = Constante = m_1S_{1nom} = m_2S_{2nom}. \quad (87)$$

Desta forma, os coeficientes de inclinação devem satisfazer

$$\frac{n_{inv}}{m_{inv}} = Constante = \frac{n_1}{m_1} = \frac{n_2}{m_2}. \quad (88)$$

As estratégias de controle por inclinação dos inversores R, C e L são ilustradas nas Figuras 80(a), (b) e (c).

Figura 80 – Estratégias de controle por inclinação: (a) Inversores R; (b) Inversores C; (c) Inversores L.



Fonte: adaptado de Zhong e Hornik (2013)

Foi verificada a operação através de simulações realizadas no programa MATLAB/Simulink de duas fontes de tensão em paralelo alimentando uma carga através de impedâncias, conforme a Figura 75, operando com o esquema de controle por inclinação convencional ilustrado na Figura 79. Os parâmetros utilizados na simulação estão expostos na Tabela 6.

Para verificar o desempenho da metodologia, foi realizada a simulação com as seguintes etapas: no tempo $t=0$ s a simulação foi iniciada, em $t=0,01$ s foi inserida a carga no sistema e em $t=0,5$ s a carga foi dobrada. Observa-se que os inversores compartilham igualmente as potências ativa, Figura 81(d), e reativa, Figura 81(c), solicitadas pela carga. Também fica evidente o funcionamento do mecanismo de controle por inclinação: o controle mede a potência ativa e quando percebe que ela aumentou, ele diminui a frequência, conforme é apresentado na Figura 81(b), e o controle mede a potência reativa e quando percebe que ela aumentou, ele diminui a tensão, conforme é apresentado na Figura 81(a).

Tabela 6 – Parâmetros utilizados nas simulações da operação de duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída e coeficientes de inclinação iguais.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
E_{nom}	$120\sqrt{2}$ V	ω_{nom}	$2\pi 60$ rad/s
m_1	$1e^{-3}$ rad/sW	m_2	$1e^{-3}$ rad/sW
n_1	$50e^{-3}$ V/VAr	n_2	$50e^{-3}$ V/VAr
X_{o1}	$0,942$ Ω	X_{o2}	$0,942$ Ω

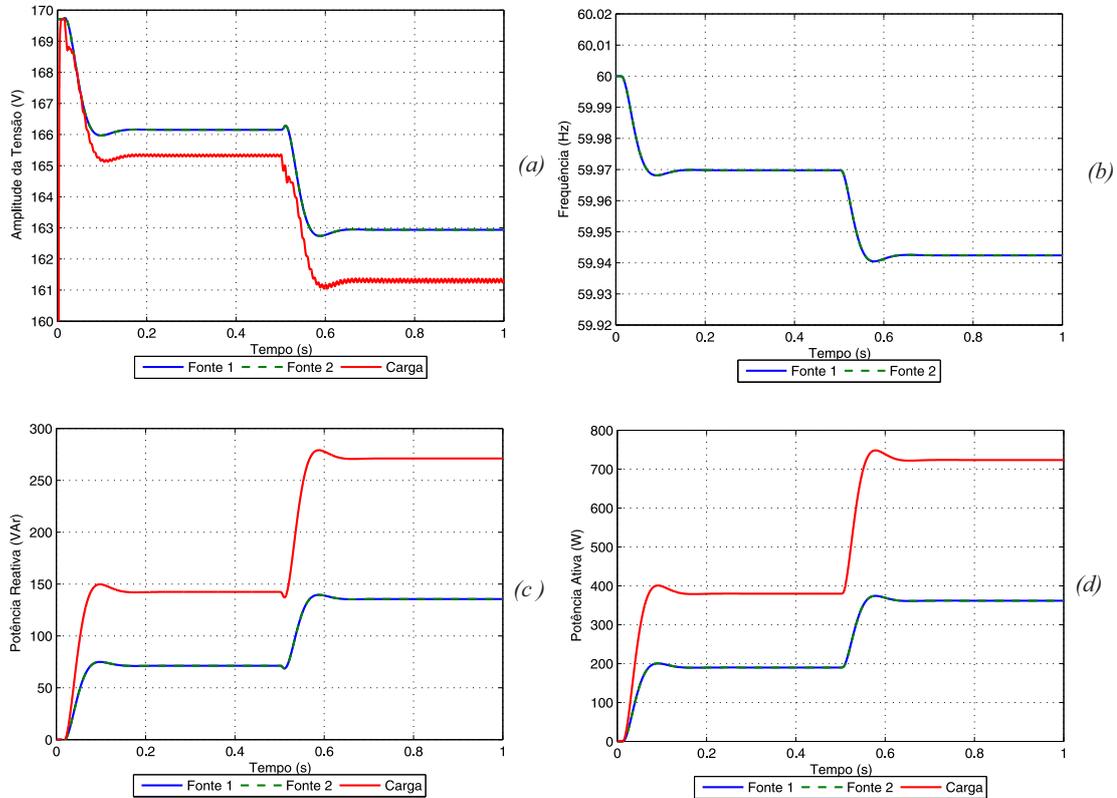
Fonte: O autor (2019).

A simulação descrita anteriormente foi refeita considerando que o inversor 1 possui o dobro da potência do inversor 2, ou seja, $S_{1nom} = 2S_{2nom}$. Deste modo, conforme (86) e (87), os valores dos coeficientes de inclinação do inversor 1 descritos na Tabela 6 foram modificados e considerados como metade dos valores dos coeficientes de inclinação do inversor 2. Observa-se que para essa situação os inversores compartilham proporcionalmente as potências ativa, Figura 82(d), e reativa, Figura 82(c), solicitadas pela carga. Portanto, o inversor 1 fornece o dobro de potência em relação ao inversor 2. A frequência dos inversores é ilustrada na Figura 82(b), e a tensão é apresentada na Figura 82(a).

Por fim, foi analisado o efeito da impedância de conexão à carga considerando os inversores de mesma potência, consequentemente mesmos coeficientes de inclinação, cujos dados estão na Tabela 7.

Para verificar o efeito da impedância de conexão à carga, foi realizada a simulação com as seguintes etapas: no tempo $t=0$ s a simulação foi iniciada, em $t=0,01$ s foi inserida a carga no sistema, porém os controles de inclinação permaneceram desabilitados, e em $t=0,3$ s ambos os

Figura 81 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída e coeficientes de inclinação iguais.



Fonte: O autor (2019).

controles de inclinação foram habilitados. Observa-se que antes dos controles serem habilitados o inversor 2 contribui mais com as potências ativa e reativa fornecidas à carga. Este fato deve-se à sua proximidade maior da carga, isto é, sua impedância de saída menor do que a impedância de saída do inversor 1. No momento em que os controles são habilitados, a frequência, Figura 83(b) e a potência ativa, Figura 83(d), são controladas de maneira eficaz de modo que os dois inversores contribuem igualmente, fato este que não ocorre com a tensão de referência, Figura 83(a) e a potência reativa, Figura 83(c), dos inversores.

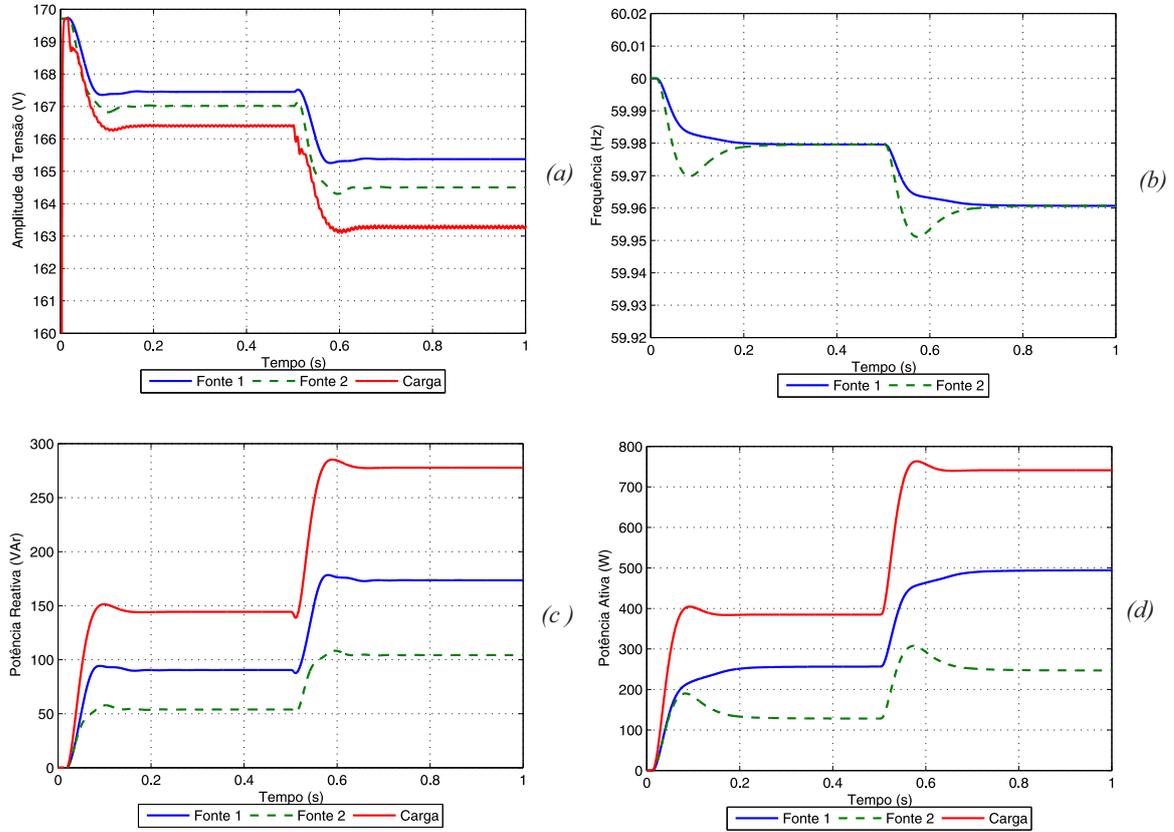
Para entender esse efeito podemos reescrever (83) e (84), em termos de tensão eficaz, respectivamente, por:

$$V_o \approx E - \frac{Z_o}{E} Q \approx E - n_N Q \quad (89)$$

e

$$V_{inv} = V_{nom} - \frac{\sqrt{2}}{2} n_{inv} Q_{inv}. \quad (90)$$

Figura 82 – Duas fontes de tensão em paralelo com coeficientes de inclinação diferentes e com mesma impedância de saída.



Fonte: O autor (2019).

Observa-se um termo n_N responsável por gerar um efeito de inclinação natural. Assim, o sistema conversor e impedância de conexão à carga possui duas inclinações: uma intencional devido ao controle do inversor e outra devida à impedância dos cabos (AZEVEDO, 2011) e a característica de inclinação resultante pode ser dada por:

$$V_{inv} = V_{nom} - \left(\frac{\sqrt{2}}{2} n_{inv} + n_N \right) Q_{inv}. \quad (91)$$

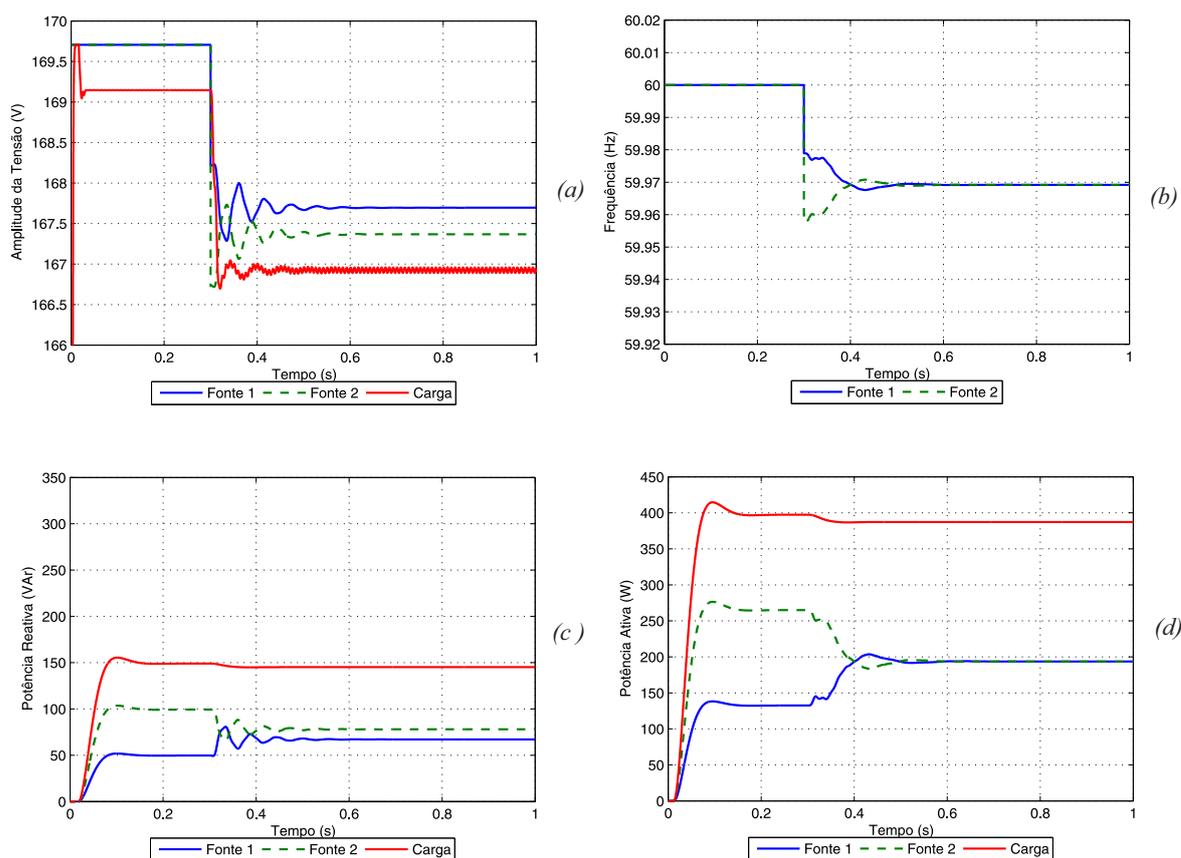
Deste modo, o efeito devido à impedância dos cabos de conexão dos inversores à carga faz com que o inversor que esteja fisicamente mais próximo da carga tenha menor coeficiente de inclinação equivalente $(\frac{\sqrt{2}}{2} n_{inv} + n_N)$, contribuindo mais com a demanda de potência reativa. Esse efeito indesejado pode ser compensado escolhendo coeficientes de inclinação n_{inv} bem maiores do que n_N , porém respeitando os limites de variação de tensão e frequência máximos da rede elétrica onde estará conectado, o que geralmente não é possível nos casos práticos.

Tabela 7 – Parâmetros utilizados nas simulações da operação de duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferentes.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
E_{nom}	$120\sqrt{2}$ V	ω_{nom}	$2\pi 60$ rad/s
m_1	$1e^{-3}$ rad/sW	m_2	$1e^{-3}$ rad/sW
n_1	$30e^{-3}$ V/VAr	n_2	$30e^{-3}$ V/VAr
X_{o1}	0,942 Ω	X_{o2}	0,471 Ω

Fonte: O autor (2019).

Figura 83 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferente.



Fonte: O autor (2019).

5.1.4 Calculador de Potência

O calculador de potência é utilizado para extrair o valor médio das potências ativa e reativa na saída do inversor monofásico e melhorar a resposta dinâmica. Esses métodos são conhecidos por Calculador de Potência Média (CPM), conforme definido em AZEVEDO (2011), e utilizam filtros passa-baixa de primeira ordem com frequência de corte igual ou inferior a uma década abaixo da fundamental (COELHO; CORTIZO; GARCIA, 2002).

Considerando a tensão e a corrente de saída do inversor obtidas por meio de medição dadas por

$$v_o = \sqrt{2}V_o \cos(\omega t) \quad (92)$$

e

$$i_o = \sqrt{2}I_o \cos(\omega t - \phi), \quad (93)$$

onde V_o e I_o são os valores eficazes da tensão e corrente de saída do inversor e ϕ o ângulo de fase entre a tensão e a corrente.

O calculador de potência faz o cálculo da potência ativa e reativa instantâneas através de

$$p = v_o i_o = \sqrt{2}V_o \cos(\omega t) \sqrt{2}I_o \cos(\omega t - \phi) = V_o I_o \cos(\phi) + V_o I_o \cos(2\omega t - \phi) \quad (94)$$

e

$$q = v_{o\perp} i_o = \sqrt{2}V_o \cos(\omega t + 90^\circ) \sqrt{2}I_o \cos(\omega t - \phi) = V_o I_o \sin(\phi) + V_o I_o \sin(2\omega t - \phi), \quad (95)$$

onde $v_{o\perp}$ é uma tensão fictícia adiantada 90° da tensão medida v_o .

Percebe-se das equações (94) e (95) que no cálculo da potência ativa e reativa instantânea existem duas componentes: uma referente ao valor médio e uma oscilatória de frequência dupla.

As malhas de controle de potência atuam sobre as componentes médias da potência ativa e reativa que são dadas por:

$$P = V_o I_o \cos(\phi) \quad (96)$$

e

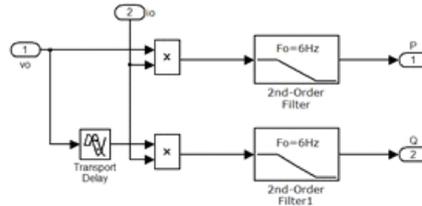
$$Q = V_o I_o \sin(\phi), \quad (97)$$

correspondentes à definição clássica de potência para sistemas em regime permanente senoidal.

Tais valores são obtidos pelo Calculador de Potência Média (CPM) geralmente através do uso de filtros passa-baixas (LPF) de primeira ou segunda ordem com frequência de corte igual ou inferior a uma década abaixo da fundamental visando mitigar as componentes oscilantes de potência.

A Figura 84 ilustra o método do CPM onde se obtém $v_{o\perp}$ por meio do *transport-delay* e se utiliza filtros passa-baixas de segunda ordem com frequência de corte igual a 6Hz, uma década abaixo da fundamental, para se obter os valores médios das potência ativa e reativa.

Figura 84 – Diagrama esquemático do CPM com filtros passa-baixa de segunda ordem.



Fonte: O autor (2019).

Em (AZEVEDO, 2011) é proposto um CPM mais rápido baseado na teoria da potência instantânea, o qual foi intitulado de Calculador de Potência Média Equivalente (CPME). Este calculador gera um novo conjunto de tensão e corrente ortogonais às originais através de unidades *Quadrature Signal Generator* baseado em *Second Order Generalized Integrator*, chamado de SOGI-QSG. Sendo a tensão e a corrente representadas pelos vetores \vec{v} e \vec{i} , respectivamente, é definido um sistema bifásico ortogonal onde

$$\vec{v} = \begin{bmatrix} v_o \\ v_{o\perp} \end{bmatrix} \quad (98)$$

e

$$\vec{i} = \begin{bmatrix} i_o \\ i_{o\perp} \end{bmatrix}. \quad (99)$$

Deste modo, as componentes de potência podem ser obtidas como em um sistema trifásico através de

$$\bar{p} = \frac{1}{2} (\vec{v} \cdot \vec{i}) = \frac{1}{2} (v_o i_o + v_{o\perp} i_{o\perp}) = P \quad (100)$$

e

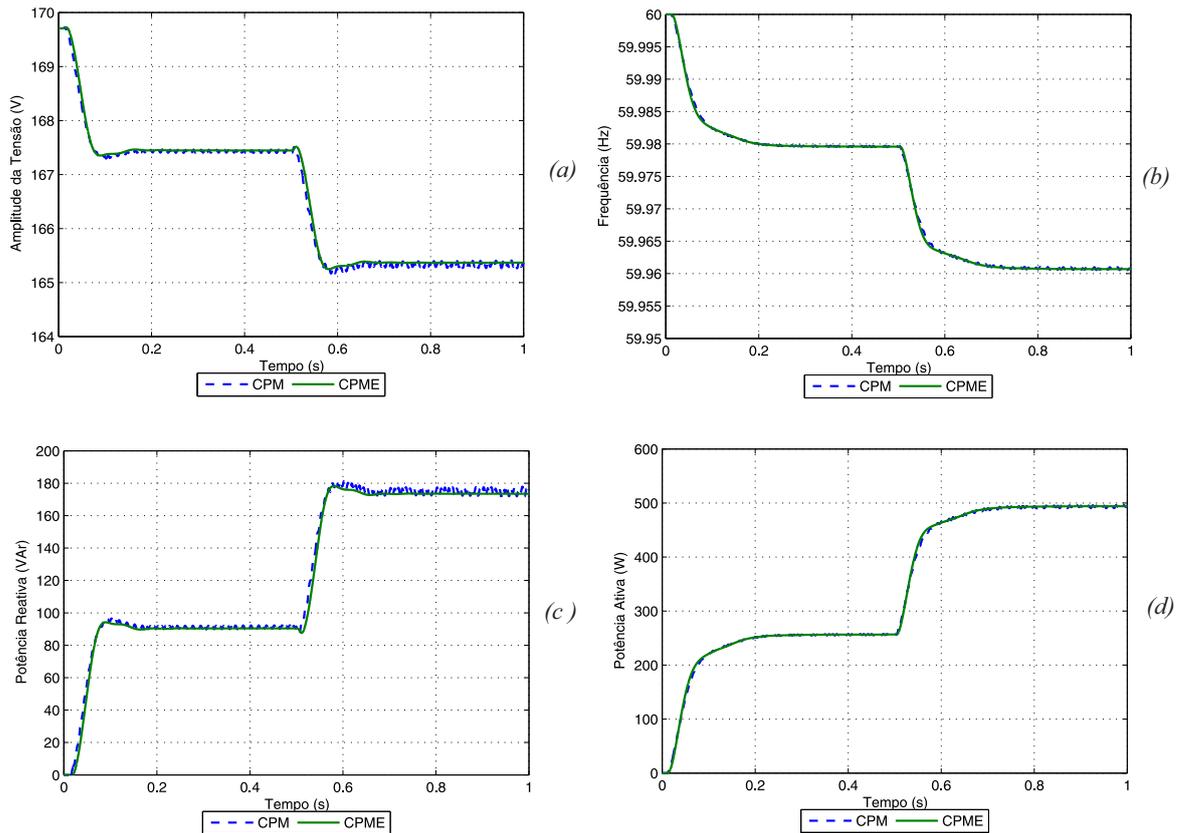
$$\bar{q} = \frac{1}{2} |-\vec{v} \times \vec{i}| = \frac{1}{2} (v_{o\perp} i_o - v_o i_{o\perp}) = Q \quad (101)$$

Apesar de (100) e (101) serem diferentes das componentes de potência ativa (94) e reativa (95) instantâneas, respectivamente, em termos médios, elas são equivalentes.

A Figura 85 apresenta a comparação para o inversor 1 do uso do CPM com *transport-delay* e filtros passa-baixas de segunda ordem com frequência de corte igual a 6Hz em relação ao CPME para se obter os valores médios das potência ativa e reativa dos inversores. Nesse caso são

considerados os mesmos dois inversores em paralelo da Figura 82 cujos valores dos coeficientes de inclinação do inversor 1 são descritos na Tabela 6 e que foram modificados e considerados como metade dos valores dos coeficientes de inclinação do inversor 2.

Figura 85 – Comparação entre o Calculador de Potência Média e o Calculador de Potência Média Equivalente.



Fonte: O autor (2019).

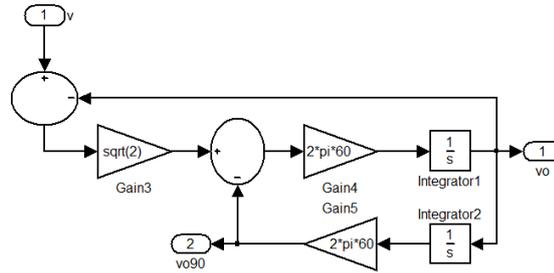
Na análise foram utilizados filtros *Butterworth* de segunda ordem, cuja função de transferência é

$$F(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (102)$$

sendo $\omega_n = 2\pi 6\sqrt{2} \text{ rad/s}$ a frequência natural não amortecida e $\xi = \frac{1}{\sqrt{2}}$ o coeficiente de amortecimento.

Além dos filtros passa-baixas no CPME também são utilizadas unidades SOGI-QSG, ilustrada na Figura 86, para a obtenção das tensões e correntes do sistema bifásico ortogonal, as quais serão utilizadas no cálculo das potências através das equações (100) e (101).

Figura 86 – Representação do SOGI-QSG para geração de sinais do sistema bifásico ortogonal.



Fonte: O autor (2019).

5.2 Controle por Inclinação Robusto

Nesta seção é apresentada a técnica de controle por inclinação robusto proposto em (ZHONG; HORNIK, 2013) para diferentes tipos de impedâncias de saída dos inversores. Este mecanismo busca minimizar os erros de compartilhamento de carga proporcional às potências nominais dos inversores quando há impedâncias de saída diferentes e erros nos ajustes de tensão.

5.2.1 Inversores R

Pode-se reescrever (72) da forma

$$\Delta E_{inv} = E_{inv} - E_{nom} = -n_{inv}P_{inv} \quad (103)$$

e implementar a tensão E_{inv} por meio da integral de ΔE_{inv} , assim:

$$E_{inv} = \int_0^t \Delta E_{inv} dt. \quad (104)$$

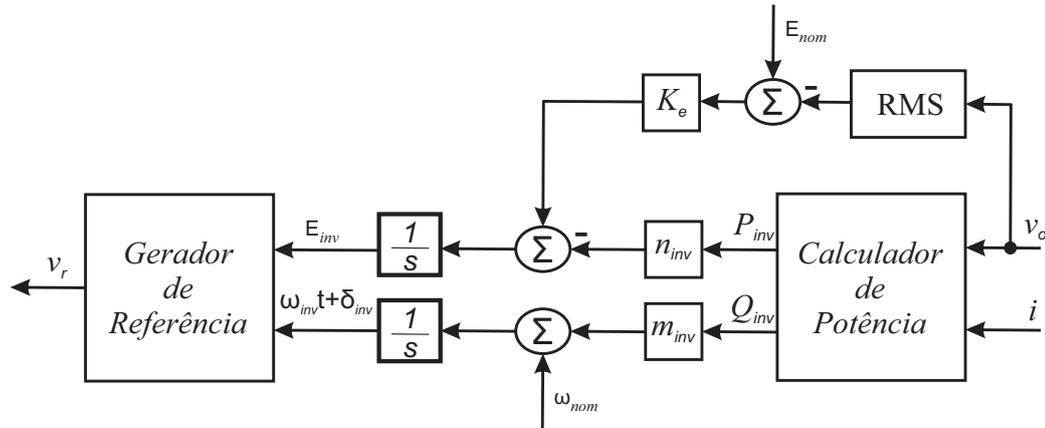
De acordo com (59) a tensão de carga cai quando a carga aumenta e conforme (72) a tensão também cai devido ao controle por inclinação. Desta forma, para garantir que a tensão permaneça mais próxima da tensão nominal pode-se realimentar a queda de tensão da carga e adicionar para ΔE_{inv} por meio de um amplificador de ganho K_e . Como resultado obtém-se um controlador de inclinação aprimorado capaz de manter um compartilhamento de carga preciso e robusto com relação a erros computacionais, a desvios de parâmetros e distúrbios. O esquema de controle por inclinação robusto para inversores R é ilustrado na Figura 87.

Em regime permanente a entrada para o integrador deve ser nula e, portanto

$$n_{inv}P_{inv} = K_e(E_{nom} - V_o) = constante. \quad (105)$$

De (105) observa-se um compartilhamento de potência ativa preciso mesmo para diferentes tensões E_{inv} , pouco dependente das impedâncias de saída do inversor e de distúrbios.

Figura 87 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores R.



Fonte: adaptado de Zhong e Hornik (2013)

Todavia, um possível erro no compartilhamento de potência ativa vem do erro na medição do valor *Root Mean Square* (RMS), ou valor eficaz, da tensão de carga.

Assim, a variação da potência ativa devido ao erro ΔV_{oinv} na medição da tensão RMS será

$$\Delta P_{inv} = -\frac{K_e}{n_{inv}} \Delta V_{oinv} \quad (106)$$

e o erro de compartilhamento de potência ativa para dois inversores operados em paralelo com $P_1 + P_2 = P_{1nom} + P_{2nom}$ em relação ao erro devido à medição da tensão RMS $\Delta V_o = \Delta V_{o2} - \Delta V_{o1}$ pode ser obtido por

$$error_P = \frac{P_1}{P_{1nom}} - \frac{P_2}{P_{2nom}} = \frac{K_e E_{nom}}{n_{inv} P_{invnom}} \frac{\Delta V_o}{E_{nom}}, \quad (107)$$

onde o termo $\frac{K_e E_{nom}}{n_{inv} P_{invnom}}$ é o inverso da relação de queda de tensão em relação à tensão nominal na potência nominal.

A tensão da carga (105) pode ser reescrita como

$$V_o = E_{nom} - \frac{n_{inv}}{K_e} P_{inv} = E_{nom} - \frac{n_{inv} P_{inv}}{K_e E_{nom}} E_{nom}, \quad (108)$$

sendo $\frac{n_{inv} P_{inv}}{K_e E_{nom}}$ a taxa de queda de tensão. Portanto, a queda de tensão não é mais determinada pela impedância de saída originalmente projetada como em (59), e sim, pelos parâmetros n_{inv} , K_e e a potência ativa P_{inv} . Desta forma, a estratégia apresenta uma melhor regulação de tensão.

Com relação à potência reativa, pode-se observar que um erro $\Delta \omega_{inv}$ leva ao desvio de potência reativa conforme

$$\Delta Q_{inv} = -\frac{1}{m_{inv}} \Delta \omega_{inv} \quad (109)$$

e o erro de compartilhamento de potência reativa para dois inversores operados em paralelo com $Q_1 + Q_2 = Q_{1nom} + Q_{2nom}$ em relação ao erro devido à frequência $\Delta\omega = \omega_{2nom} - \omega_{1nom} = \Delta\omega_2 - \Delta\omega_1$ pode ser obtido por

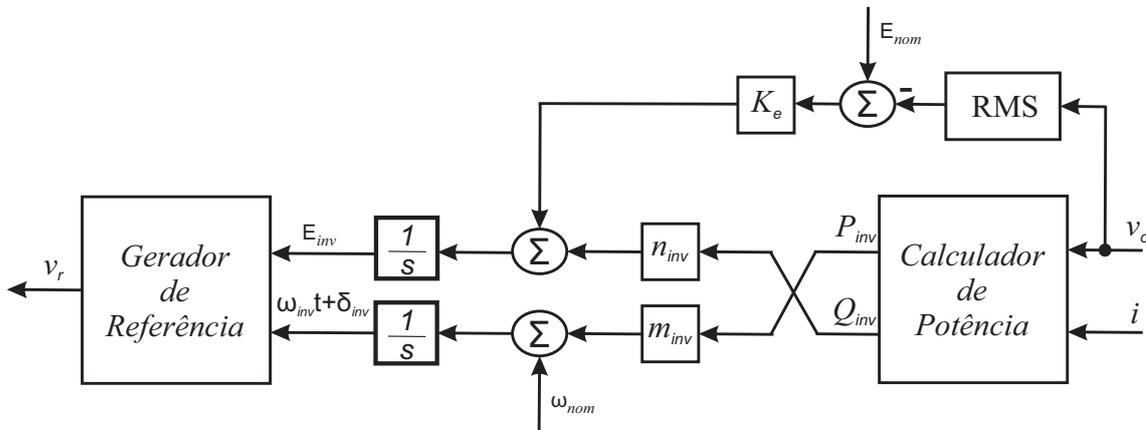
$$erro_Q = \frac{Q_1}{Q_{1nom}} - \frac{Q_2}{Q_{2nom}} = \frac{\omega_{nom}}{m_{inv} Q_{invnom}} \frac{\Delta\omega}{\omega_{nom}}, \quad (110)$$

onde o termo $\frac{\omega_{nom}}{m_{inv} Q_{invnom}}$ é o inverso da taxa de aumento de frequência na potência reativa nominal.

5.2.2 Inversores C

De maneira semelhante à estratégia adaptada para Inversores R, pode-se inserir o re-gulador de tensão aos controladores de inclinação convencionais para inversores C de modo a melhorar a precisão no compartilhamento da potência ativa e reativa mesmo com impedâncias de saída diferentes ou se houver distúrbios. O esquema de controle por inclinação robusto para inversores C é ilustrado na Figura 88.

Figura 88 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores C.



Fonte: adaptado de Zhong e Hornik (2013)

Em regime permanente, a entrada para o integrador deve ser nula e, portanto

$$n_{inv} Q_{inv} = -K_e (E_{nom} - V_o) = constante. \quad (111)$$

De (111) observa-se um compartilhamento de potência reativa mais preciso mesmo para diferentes tensões E_{inv} desde que o K_e seja o mesmo para todos os inversores, menos dependente das impedâncias de saída do inversor e mais imune a distúrbios.

Enquanto o sistema estiver estável, conseqüentemente com a mesma frequência, a potência ativa também será compartilhada precisamente.

Podemos modificar (111) em regime permanente para determinar a tensão de saída como

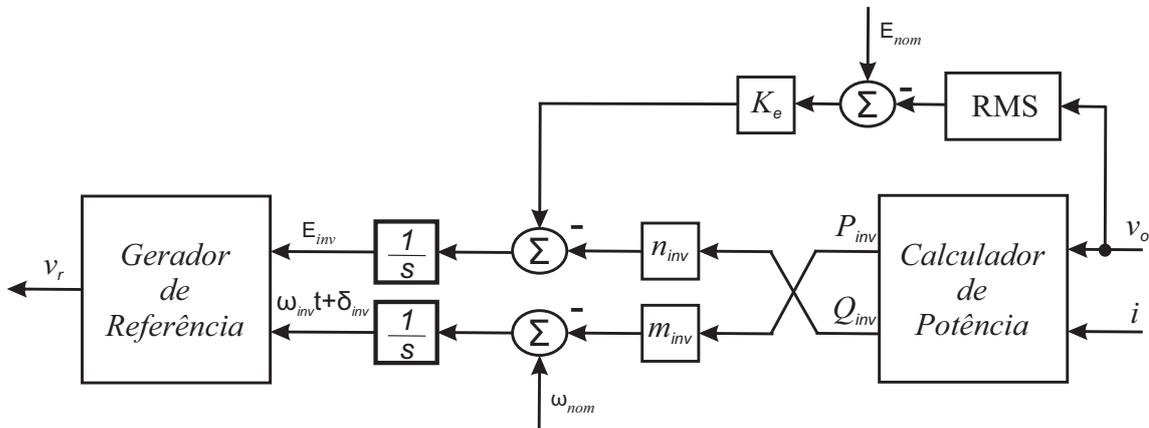
$$V_o = E_{nom} + \frac{n_{inv}}{K_e} Q_{inv} = E_{nom} + \frac{n_{inv} Q_{inv}}{K_e E_{nom}} E_{nom}, \quad (112)$$

sendo $\frac{n_{inv} Q_{inv}}{K_e E_{nom}}$ a taxa de queda de tensão.

5.2.3 Inversores L

É adicionado uma malha para regular a tensão de saída semelhante ao utilizado para inversores R e inversores C. O esquema de controle por inclinação robusto para inversores L é ilustrado na Figura 89.

Figura 89 – Esquema de controle por inclinação robusto para inversores L.



Fonte: adaptado de Zhong e Hornik (2013)

Em regime permanente, a entrada para o integrador deve ser nula e, portanto

$$n_{inv} Q_{inv} = K_e (E_{nom} - V_o) = \text{constante}. \quad (113)$$

De (113) observa-se um compartilhamento de potência reativa mais preciso mesmo para diferentes tensões E_{inv} desde que o K_e seja o mesmo para todos os inversores, menos dependente das impedâncias de saída do inversor e mais imune a distúrbios.

Enquanto o sistema estiver estável, conseqüentemente com a mesma frequência, a potência ativa também será compartilhada precisamente.

Podemos modificar a (113) em regime permanente para determinar a tensão de saída como

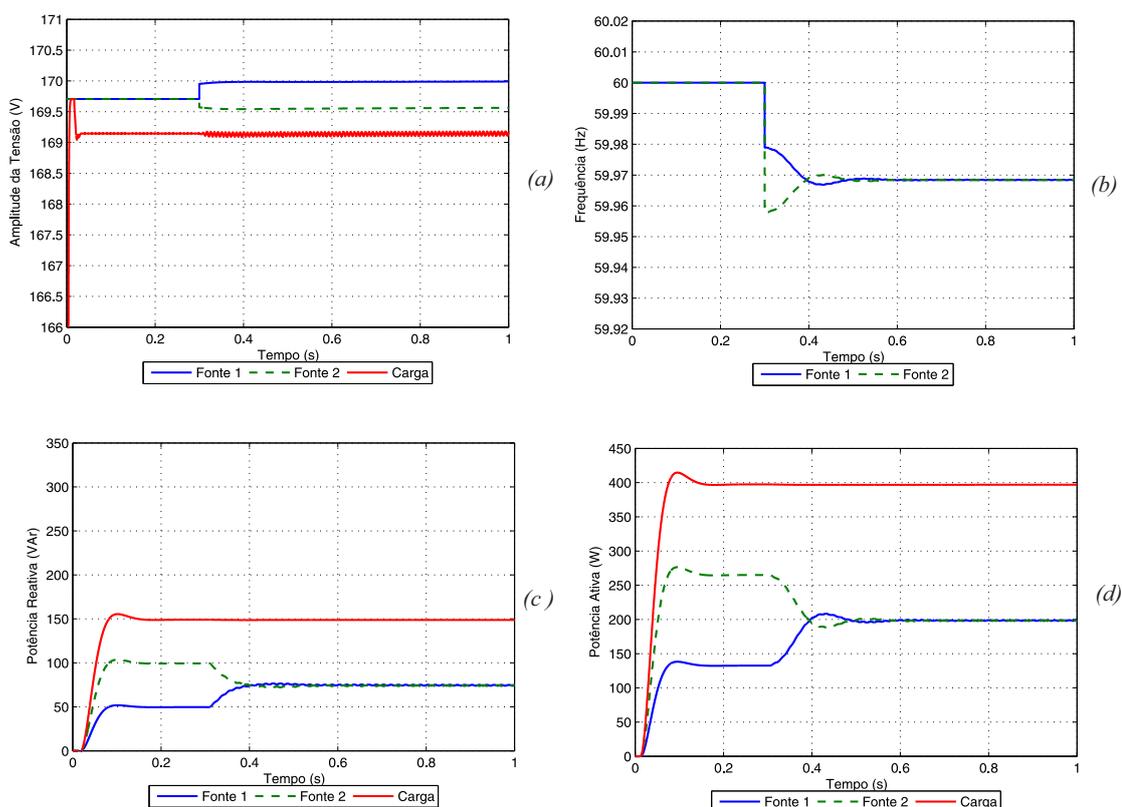
$$V_o = E_{nom} - \frac{n_{inv}}{K_e} Q_{inv} = E_{nom} - \frac{n_{inv} Q_{inv}}{K_e E_{nom}} E_{nom}, \quad (114)$$

sendo $\frac{n_{inv} Q_{inv}}{K_e E_{nom}}$ a taxa de queda de tensão.

O controle robusto foi verificado através da reprodução da simulação efetuada para o controle convencional de inversores L, apresentado na Figura 79, inserindo a malha para regular a tensão de saída com $K_e = 0,045$, conforme a Figura 89. As etapas da simulação do controlador robusto foram: no tempo $t=0$ s a simulação foi iniciada; em $t=0,01$ s foi inserida a carga no sistema, porém os controles de inclinação permaneceram desabilitados; e, em $t=0,3$ s ambos os controles de inclinação foram habilitados.

Observa-se que antes dos controles serem habilitados o inversor 2 contribui mais com as potências ativa e reativa fornecidas a carga. Este fato deve-se à sua proximidade maior da carga, isto é, sua impedância de saída menor do que a impedância de saída do inversor 1. No momento em que os controles são habilitados, a frequência, Figura 90(b), e a potência ativa, Figura 90(d), são controladas de maneira eficaz de modo que os dois inversores contribuem igualmente, a tensão dos inversores ficam ligeiramente diferentes, Figura 90(a), e a potência reativa também é compartilhada igualmente entre os inversores, Figura 90(c).

Figura 90 – Duas fontes de tensão em paralelo com impedância de saída diferente e controle por inclinação robusto.



Fonte: O autor (2019).

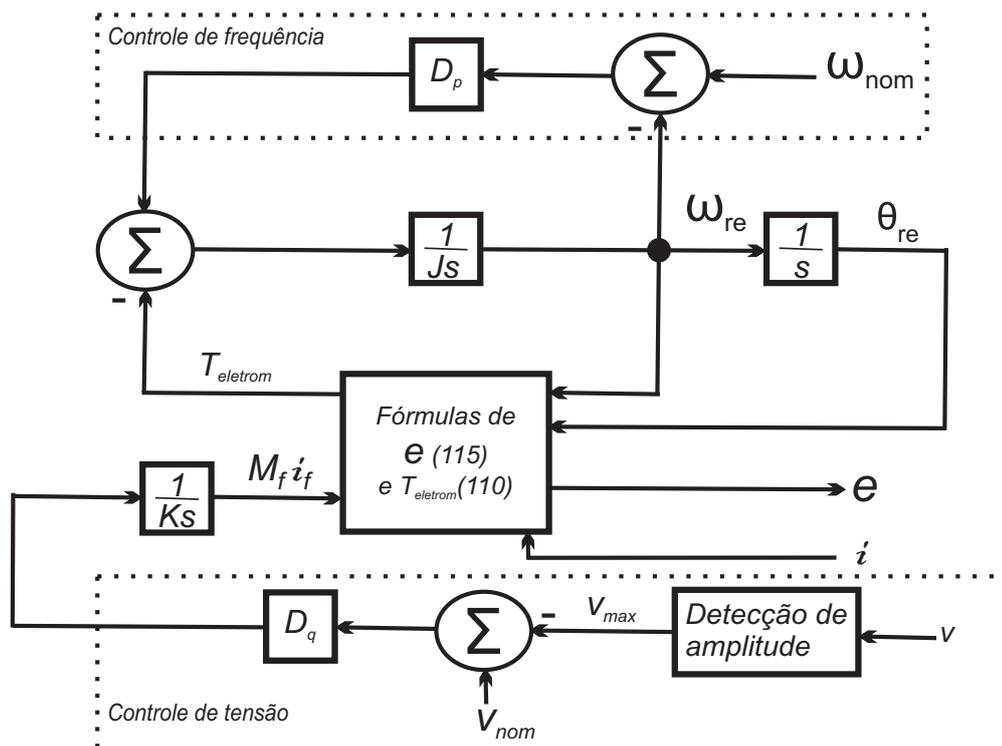
Assim, o efeito devido à impedância dos cabos de conexão dos inversores é compensado através da inserção do *loop* para regular a tensão de saída fazendo com que os inversores

compartilhem as potências ativa e reativa solicitadas pela carga de maneira mais precisa.

5.3 Paralelismo de Synchronverters

O *Synchronverter* descrito no Capítulo 4 também utiliza o controle sem comunicação por meio das curvas de inclinação de tensão e de frequência em função das potências ativa e reativa solicitadas. Em (ZHENYU, 2012) é proposta uma estratégia de controle para operação em paralelo de *Synchronverters* que consiste na remoção das malhas de regulação das potência ativa (P_{ref}) e reativa (Q_{ref}) de referência, conforme ilustra a Figura 91. Observa-se que não é necessária a remoção das malhas, basta fazer as referências de potências nulas, pois quando estiver conectado à rede, essas referências poderão ser necessárias.

Figura 91 – Controle para operação de *Synchronverters* em paralelo num sistema isolado.



Fonte: O autor (2019).

A seguir serão verificados, por meio de simulação, o compartilhamento de carga e a operação de dois *Synchronverters* conectados em paralelo em um sistema ilhado com carga resistiva ($R_{carga} = 24\Omega$) e indutiva ($L_{carga} = 128mH$).

5.3.1 Synchronverters com potências nominais e impedâncias de saída iguais

Os dados dos dois *Synchronverters* para esse caso são descritos na Tabela 8.

Tabela 8 – Parâmetros dos *Synchronverters* de capacidades iguais para a simulação em paralelo no sistema ilhado.

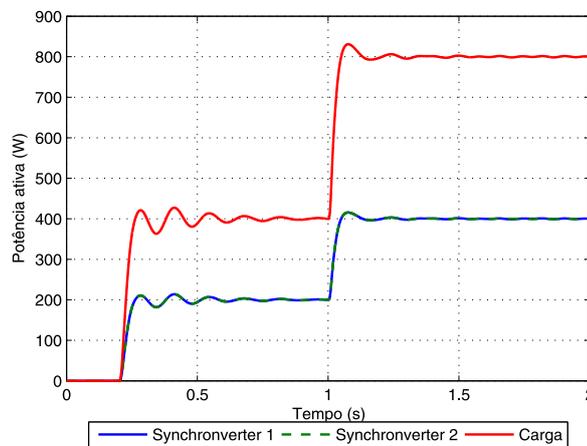
Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
Potência nominal	1200 VA	Frequência	60 Hz
Tensão rms fase-neutro	127 Vrms	Tensão CC	380 V
R_s	0,3075 Ω	L_s	2,5 mH
D_p	8,44 Nm/(rad/s)	J	0,016 Kg m^2
D_q	334,06 VAr/V	K	2518,8 VAr/V

Fonte: O autor (2019).

A simulação foi iniciada com as chaves dos inversores desabilitadas; em 0,2s foram habilitados os pulsos para as chaves do inversor; em 1s foi duplicado o valor da carga; e, em 2s foi encerrada a simulação.

A Figura 92 ilustra a potência ativa de cada *Synchronverter* e da carga.

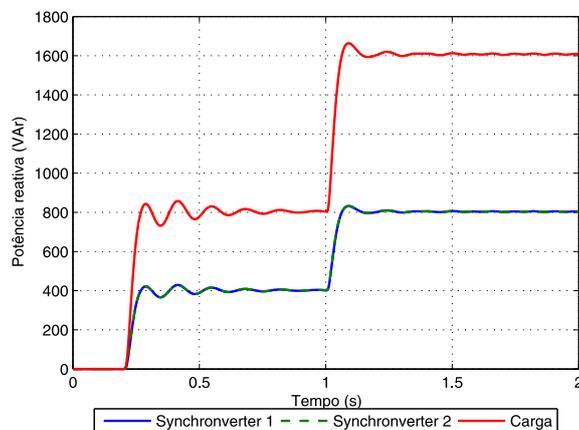
Figura 92 – Potência ativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 93 ilustra a potência reativa de cada *Synchronverter* e da carga.

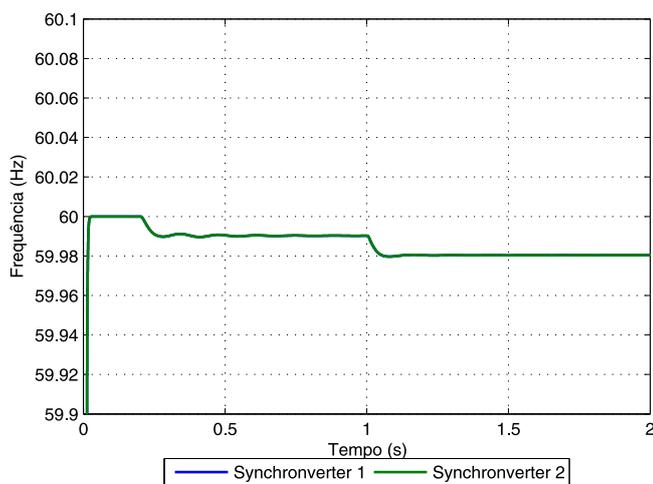
Figura 93 – Potência reativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

Observa-se o compartilhamento preciso das potências ativa e reativa fornecidas a carga pelos *Synchronverters*. A Figura 94 apresenta as frequências dos *Synchronverters* e a Figura 95 apresenta as amplitudes das tensões interna dos *Synchronverters* e da tensão na carga.

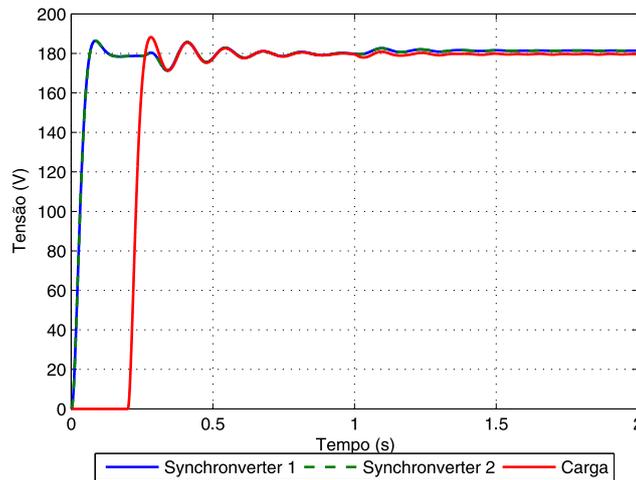
Figura 94 – Frequência dos *Synchronverters* operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

Nota-se que a frequência inicial do sistema ilhado de 60 Hz é reduzida até o novo valor de regime permanente na medida em que os inversores elevam a potência ativa proporcionalmente.

Figura 95 – Amplitude das tensões da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com mesmas capacidades nominais e impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

Observa-se que a tensão terminal dos *Synchronverters*, correspondente a tensão na carga, é mantida igual ao valor nominal. Verifica-se que os *Synchronverters* operam de maneira estável em um sistema ilhado contendo apenas geração de energia renovável com inversores controlados dessa maneira.

5.3.2 *Synchronverters com potências nominais diferentes e mesmas impedâncias de saída*

Nesta análise considerou-se o *Synchronverter 2* com o dobro da capacidade nominal do *Synchronverter 1*, mas manteve-se a mesma impedância de saída de cada *Synchronverter*. O controle dos *Synchronverters* não foi alterado, todavia, os coeficientes de inclinação e frequência do *Synchronverter 2* foram multiplicados por dois. Os demais parâmetros que foram modificados para o compartilhamento da carga proporcional às capacidades nominais de cada um dos *Synchronverters* são apresentados na Tabela 9.

A simulação foi realizada de maneira semelhante a anterior: com as chaves dos inversores desabilitadas; em 0,2s foram habilitados os pulsos para as chaves do inversor; em 1s foi duplicado o valor da carga; e, em 2s foi encerrada a simulação.

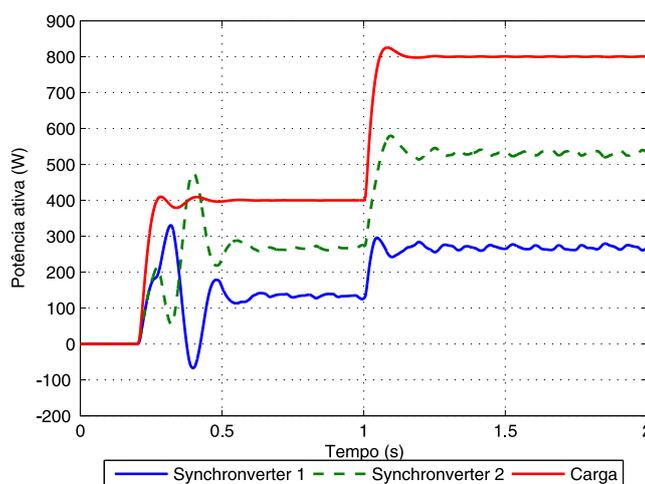
A Figura 96 ilustra a potência ativa de cada *Synchronverter* e da carga.

Tabela 9 – Parâmetros dos *Synchronverters* de capacidades diferentes para a simulação em paralelo no sistema ilhado.

Parâmetros	Valores	Parâmetros	Valores
D_{p1}	8,44 Nm/(rad/s)	J_1	0,016 Kgm ²
D_{p2}	16,88 Nm/(rad/s)	J_2	0,033 Kgm ²
D_{q1}	334,06 V Ar/V	K_1	6297,0 V Ar/V
D_{q2}	668,13 V Ar/V	K_2	5037,6 V Ar/V

Fonte: O autor (2019).

Figura 96 – Potência ativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.

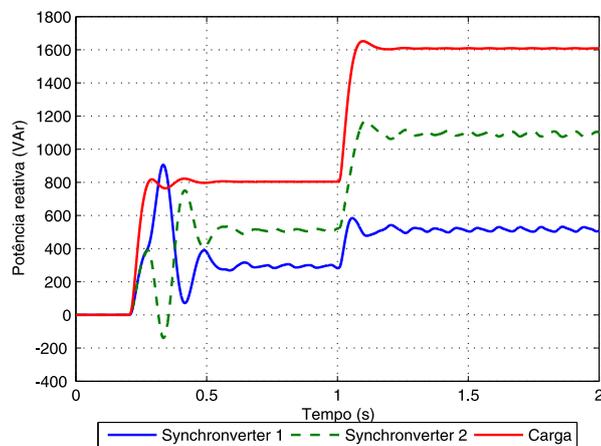


Fonte: O autor (2019).

Observa-se o compartilhamento proporcional as capacidades para a potência ativa fornecida a carga pelos *Synchronverters*, isto é, o *Synchronverter 2* contribui com $\frac{2}{3}$ da potência ativa total fornecida à carga, enquanto que o *Synchronverter 1* contribui com $\frac{1}{3}$ da potência ativa total fornecida à carga.

Também é verificado que o compartilhamento da potência reativa é proporcional as capacidades dos *Synchronverters*, desta maneira, o *Synchronverter 2* contribui com $\frac{2}{3}$ da potência reativa total fornecida à carga considerando a solicitação de mesma tensão nominal, conforme ilustrado na Figura 97.

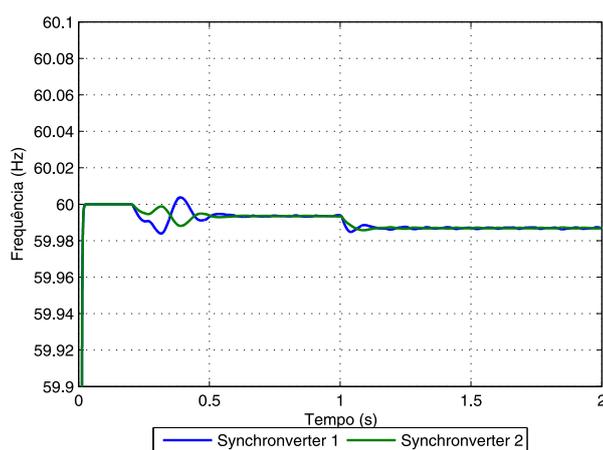
Figura 97 – Potência reativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 98 apresenta as frequências dos *Synchronverters* e a Figura 99 apresenta as amplitudes das tensões interna dos *Synchronverters* e da tensão na carga.

Figura 98 – Frequência dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.

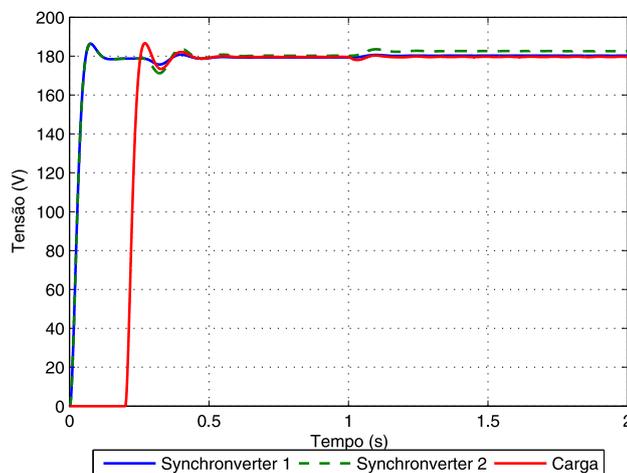


Fonte: O autor (2019).

Vislumbra-se que a frequência inicial do sistema ilhado de 60 Hz é reduzida até o novo valor de regime permanente na medida em que os inversores elevam a potência ativa

proporcionalmente às suas capacidades.

Figura 99 – Amplitude das tensões da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades diferentes e mesmas impedâncias de saída.



Fonte: O autor (2019).

Nota-se que a tensão interna do *Synchronverter 2* é maior do que a do *Synchronverter 1* de modo a proporcionar uma maior potência reativa exigida para atender a carga mantendo-se a tensão na carga no valor nominal.

5.3.3 Synchronverters com potências nominais iguais e diferentes impedâncias de saída

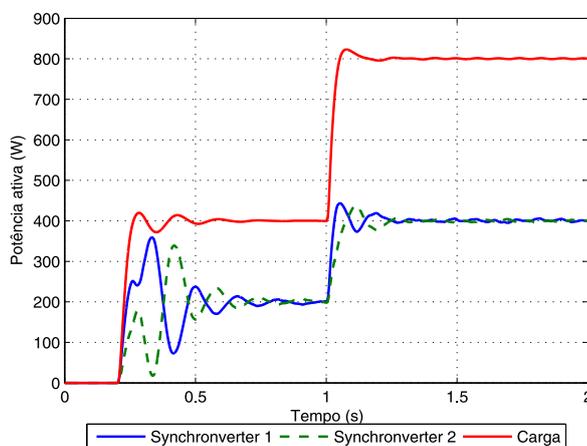
Nesta análise considerou-se os *Synchronverters* com mesmas capacidades nominais, apresentando os mesmos dados da Tabela 8, exceto que a impedância de saída composta pela resistência (R_s) e indutância (L_s) do *Synchronverter 2* foi duplicada, ou seja, $R_{s2} = 0,615\Omega$ e $L_{s2} = 5,0mH$. Também foram modificados os parâmetros K_1 e K_2 dos *Synchronverters* para $K_1 = 4836,1 \text{ VAr/V}$ e $K_2 = 2468,4 \text{ VAr/V}$.

A simulação foi realizada seguindo os mesmos passos das anteriores: com as chaves dos inversores desabilitadas; em 0,2s foram habilitados os pulsos para as chaves do inversor; em 1s foi duplicado o valor da carga; e, em 2s foi encerrada a simulação.

As Figuras 100 e 101 apresentam a potência ativa e reativa de cada *Synchronverter* e da carga, respectivamente.

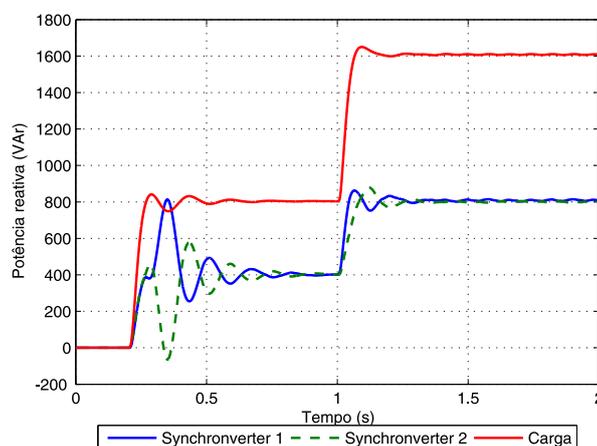
Nota-se um compartilhamento proporcional as capacidades de cada *Synchronverter* com relação as potências ativas e reativas que são fornecidas a carga pelos *Synchronverters* mesmo com diferentes impedâncias de saída.

Figura 100 – Potência ativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.



Fonte: O autor (2019).

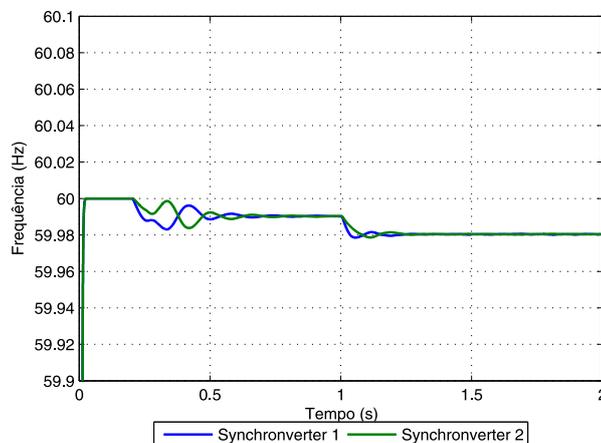
Figura 101 – Potência reativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 102 apresenta as frequências dos *Synchronverters*. Observa-se que a frequência inicial do sistema ilhado de 60 Hz é reduzida até o novo valor de regime permanente na medida em que os inversores elevam a potência ativa proporcionalmente às suas capacidades.

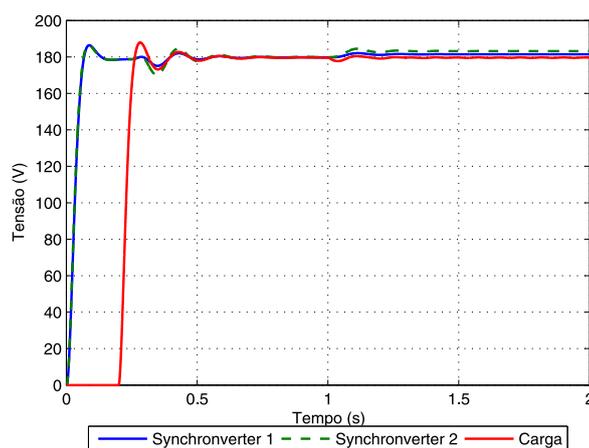
Figura 102 – Frequência dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 103 apresenta as amplitudes das tensões interna dos *Synchronverters* e da tensão na carga.

Figura 103 – Amplitude das tensões da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e diferentes impedância de saída.



Fonte: O autor (2019).

As tensões internas dos *Synchronverters* ficam ligeiramente diferentes de modo a proporcionar a mesma contribuição de potência reativa mesmo para diferentes impedâncias de saída e manter a tensão terminal, correspondente a tensão na carga, igual ao valor nomi-

nal. Verifica-se que os *Synchronverters* operam de maneira estável em um sistema ilhado contendo apenas geração de energia renovável com inversores com diferentes impedâncias de saída.

5.3.4 *Synchronverters com potências nominais iguais e impedâncias de saída puramente resistiva*

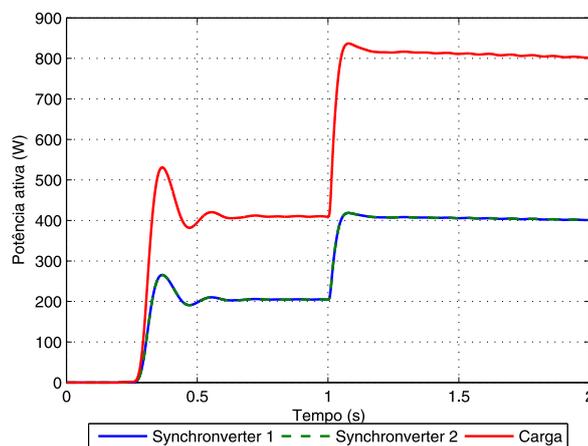
Nesta análise considerou-se os *Synchronverters* com mesmas capacidades nominais, cujos dados encontram-se na Tabela 8, exceto que a impedância de saída foi considerada puramente resistiva com resistência ($R_s = 3,075\Omega$) e o parâmetro $K_1 = K_2 = K$ dos *Synchronverters* foi considerado igual a 4533,8 VAR/V.

A simulação foi realizada seguindo os mesmos passos das anteriores: com as chaves dos inversores desabilitadas; em 0,2s foram habilitados os pulsos para as chaves do inversor; em 1s foi duplicado o valor da carga; e, em 2s foi encerrada a simulação.

A Figura 104 ilustra a potência ativa de cada *Synchronverter* e da carga.

Observa-se o compartilhamento proporcional as capacidades de cada *Synchronverter* para a potência ativa fornecida a carga pelos *Synchronverters* mesmo com impedâncias de saída puramente resistivas.

Figura 104 – Potência ativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.-

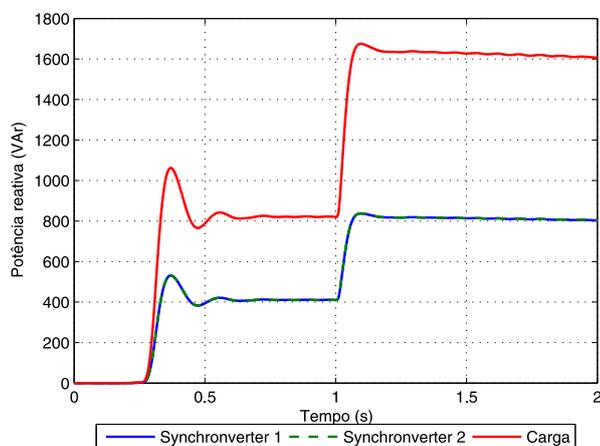


Fonte: O autor (2019).

A Figura 105 ilustra a potência reativa de cada *Synchronverter* e da carga.

Observa-se o compartilhamento proporcional as capacidades de cada *Synchronverter* para a potência reativa fornecida a carga pelos *Synchronverters* mesmo com impedâncias de saída puramente resistivas.

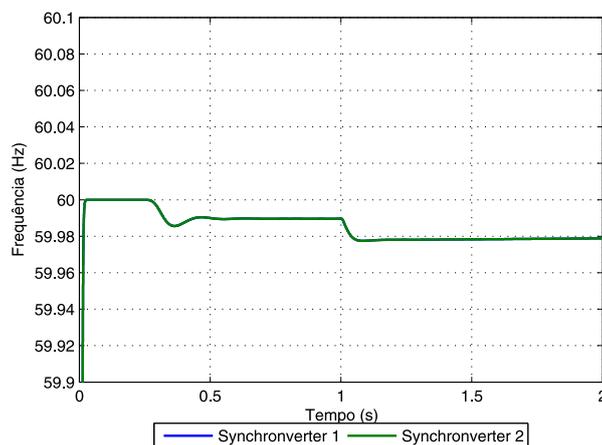
Figura 105 – Potência reativa da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 106 apresenta as frequências dos *Synchronverters*.

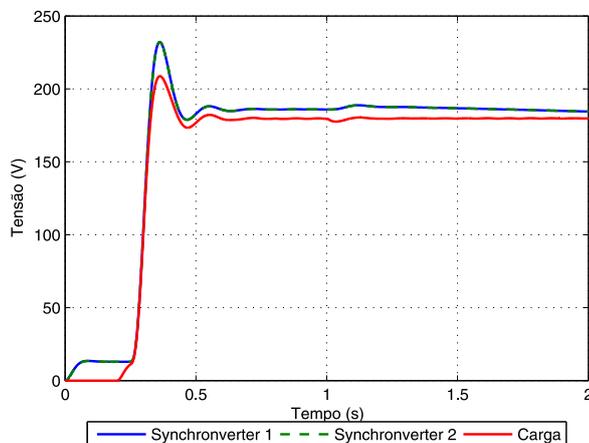
Figura 106 – Frequência dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.



Fonte: O autor (2019).

A Figura 107 apresenta as amplitudes das tensões interna dos *Synchronverters* e da tensão na carga.

Figura 107 – Amplitude das tensões da carga e dos *Synchronverters* operando em paralelo com capacidades iguais e impedância de saída puramente resistiva.



Fonte: O autor (2019).

A frequência inicial do sistema ilhado de 60 Hz é reduzida até o novo valor de regime permanente na medida em que os inversores elevam a potência ativa proporcionalmente às suas capacidades. As tensões internas dos *Synchronverters* ficam iguais e proporcionam a mesma contribuição de potência reativa mesmo para impedâncias de saída puramente resistivas. A tensão terminal, correspondente a tensão na carga, é mantida igual ao valor nominal. Verifica-se que os *Synchronverters* operam de maneira estável em um sistema ilhado contendo apenas geração de energia renovável com inversores com impedâncias de saída puramente resistiva sem necessidade de mudança no controle dos *Synchronverters*.

5.4 Sumário

Neste capítulo, foram apresentadas as técnicas para a operação paralela de inversores R, L e C monofásicos que utilizam o esquema de controle por inclinação convencional. É verificado que para um compartilhamento preciso da carga, os inversores necessitam possuir mesmas impedâncias de saída e que o esquema de controle deve ser alterado dependendo do tipo da impedância de saída do inversor.

Para mitigar a dependência da impedância de saída é verificado através de simulação no programa MATLAB/Simulink um controle por inclinação robusto proposto em (ZHONG; HORNIK, 2013) para a operação paralela de inversores R, L e C que melhora a precisão do compartilhamento de carga proporcional à potências nominais dos inversores sem exigir as condições de mesmas impedâncias de saída. A estratégia também melhora a regulação de tensão, todavia também necessita de uma mudança no esquema de controle dependendo do tipo da impedância de saída do inversor. Ressalta-se que essa pro-

posta possui a limitação de ter que medir a tensão na carga que nem sempre estará próxima aos conversores e concentrada.

O mecanismo de inclinação do *Synchronverter* possibilita o compartilhamento de carga com os demais conversores do mesmo tipo e as demais máquinas síncronas automaticamente. O paralelismo de *Synchronverters* também é verificado através de simulação no programa MA-TLAB/Simulink considerando um sistema ilhado composto por dois *Synchronverters*. Mostra-se a viabilidade de operação em sistema isolado além do compartilhamento das potências ativa e reativa de *Synchronverters* proporcional as capacidades dos mesmos em diversas situações, tais como: *Synchronverters* com mesmas capacidades, com capacidades diferentes, com impedâncias de saída diferentes e em diferentes tipos da impedância de saída. O compartilhamento proporcional é obtido pelo ajuste dos parâmetros dos *Synchronverters* sem necessitar de mudança no controle.

O *Synchronverter* poderá controlar a tensão e frequência do sistema elétrico onde está inserido e compartilhar a carga com um comportamento semelhante ao de uma máquina síncrona. Sendo assim, uma possível aplicação das análises realizadas de paralelismo de *Synchronverters* seria utilizar esse controle para elevar a inserção de fontes de energia renovável, tais como eólica, solar e armazenamento de energia, para sistemas elétricos isolados, como a ilha de Fernando de Noronha, que possibilitaria a redução da necessidade de operação da UTE Tubarão.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A escassez de água nos grandes reservatórios das hidrelétricas, as políticas de redução da poluição ambiental e o crescimento elevado de geração elétrica a partir de fontes de energias renováveis, tais como, a eólica e solar, nos leva ao questionamento a respeito de como controlar o sistema elétrico de maneira eficiente quando a quantidade desse tipo de geração, cuja natureza é intermitente e com alta variabilidade, principalmente para o caso da energia eólica, começa a ser uma porção significativa da matriz energética brasileira. Sendo assim, é importante que essas fontes de energia renováveis, as quais utilizam inversores para conexão a rede elétrica existente, equiponderem o objetivo de utilizar o máximo recurso disponível de fonte primária, sol e vento, com a necessidade de contribuir com a estabilidade do sistema elétrico no qual estão inseridas.

O armazenamento de energia através de baterias é uma tendência mundial e que aos poucos será incorporada na matriz energética brasileira, geralmente de maneira conjunta com outras fontes de energia renovável para mitigar as intermitências de tais fontes, maximizar a eficiência dos sistemas fotovoltaico e eólico, reduzir a variabilidade de potência injetada na rede elétrica por esses sistemas, proporcionando, assim, uma maior estabilidade ao sistema elétrico, além de possibilitar a regulação de tensão e frequência.

Nesse contexto, este trabalho visa o conhecimento do *Synchronverter*, o qual usa inversores do tipo fonte de tensão, considerando a tensão do barramento *CC* controlada, fato que pode ser obtido com a inserção de armazenamento de energia, de modo a imitarem o comportamento de máquinas síncronas. Entretanto, para a conexão de inversores no sistema elétrico ou para aumentar a confiabilidade de um sistema são necessários vários inversores conectados em paralelo. Para tanto esse trabalho também analisa e objetiva o conhecimento de uma das formas de controle para a operação em paralelo de inversores: a estratégia de controle sem comunicação conhecida como controle por inclinação.

No Capítulo 2 são apresentados o inversor fonte de tensão e a técnica de PWM senoidal utilizada para o chaveamento das chaves do inversor. De maneira sucinta são descritos o inversor fonte de tensão e a técnica de modulação senoidal utilizada na dissertação. A tensão de referência utilizada como dado de entrada para a modulação PWM é fornecida pelo *Synchronverter*.

No Capítulo 3 as máquinas síncronas de polos lisos e de polos salientes são descritas fisicamente e também por meio dos modelos matemáticos. Verifica-se que a máquina síncrona de polos lisos possui um modelo matemático reduzido com relação a máquina de polos salientes. Assim, a máquina síncrona de polos lisos é utilizada como fundamento para o controle e a operação do *Synchronverter*.

No Capítulo 4 o *Synchronverter* é detalhado inicialmente através de uma reformulação das equações do modelo matemático de geradores síncronos de polos lisos, em seguida retratando as partes de potência e eletrônica que compõem o *Synchronverter* bem como os controles de inclinação de frequência e regulação de potência ativa e de inclinação de tensão e regulação de

potência reativa.

Simulações do *Synchronverter* com o programa MATLAB/Simulink sobre diferentes frequências e condições de carga são realizadas para verificar seu funcionamento. Deste modo, o *Synchronverter* permite utilizar toda a teoria consolidada das máquinas síncronas, possibilitando que os inversores emulem uma inércia e participem da regulação de frequência do sistema onde estão conectados.

Outrossim, é possível operar o *Synchronverter* de maneira ilhada utilizando a referência de tensão e frequência do mesmo.

A operação do *Synchronverter* também foi validada por meio de resultados experimentais obtidos no laboratório do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Foram verificadas a operação no modo ilhado, a transição para o modo conectado à rede elétrica e a operação no modo conectado à rede elétrica observando-se o comportamento do *Synchronverter* de maneira semelhante a uma máquina síncrona com fornecimento de potência ativa e reativa solicitadas e com possibilidade de regulação de tensão e frequência através das curvas de inclinação.

O paralelismo de inversores monofásicos utilizando o controle de inclinação convencional para inversores resistivos (R), capacitivos (C) e indutivos (L) é explicitado no Capítulo 5, bem como são demonstradas as limitações desse controle quando em condições de desequilíbrio de impedâncias de saída dos inversores. Um controlador de inclinação monofásico robusto é analisado objetivando reduzir tais limitações do controle convencional. Ambos controles são analisados para dar subsídio as análises de paralelismo de *Synchronverters* visto que o mesmo também utiliza as curvas de inclinação em seu controle.

Neste capítulo, também são apresentados e comparados dois métodos para extrair o valor médio das potências ativa e reativa na saída dos inversores monofásicos, conhecidos por Calculador de Potência Média e Calculador de Potência Média Equivalente.

Por fim, no Capítulo 5, é verificado o comportamento e a operação em paralelo de *Synchronverters* em um sistema ilhado através de simulação no programa MATLAB/Simulink. Observa-se que os controles de inclinação permitem aos *Synchronverters* compartilharem a carga de maneira proporcional sem comunicação entre os próprios *Synchronverters*.

Também é verificado que o compartilhamento de *Synchronverters* conectados em paralelo pode ser realizado de maneira precisa mesmo para diferentes capacidades dos *Synchronverters*, distintas impedâncias de saída dos *Synchronverters* e diferentes tipos de impedância de saída sem a necessidade de mudança no controle do *Synchronverter* quando opera com uma impedância de saída puramente resistiva.

6.1 Trabalhos futuros

Algumas sugestões de trabalhos futuros relacionados a este trabalho são expostas a seguir:

1. Verificar a viabilidade de utilizar o *Synchronverter* em substituição a usinas térmicas como referência de tensão e frequência para redes elétricas ilhadas em locais onde se busca minimizar os impactos ambientais, como por exemplo, no arquipélago de Fernando de Noronha;
2. Ampliar a análise do uso do *Synchronverter* de modo a verificar a capacidade de regulação de frequência e contribuição inercial em um sistema elétrico com uma quantidade elevada de inversores operando como *Synchronverters*;
3. Verificar o efeito da variação da tensão do barramento *CC* na operação do *Synchronverter* e métodos para controle de tensão desse barramento;
4. Comparar a resposta dinâmica do *Synchronverter* com outros métodos que fazem inversores emularem máquinas síncronas, tal como, o método do gerador síncrono virtual (VSG).

REFERÊNCIAS

- ADKINS, B. **The General Theory of Electrical Machines**. [S.l.]: Chapman and Hall, 1957. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- ALVES, R. N. C. **Análise e Implementação de Técnicas de Modulação em Largura de Pulso para uso em Inversores Trifásicos**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Março 1998. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 34.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2nd. ed. [S.l.]: IEEE Press, A John Wiley & Sons, Inc., 2003. Citado na página 38.
- ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Citado na página 25.
- AZEVEDO, G. M. S. **Controle e Operação de conversores em Microrredes**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Agosto 2011. Citado 3 vezes nas páginas 106, 108 e 109.
- BARKLUND, E. et al. Energy management in autonomous micro grid using stability-constrained droop control of inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 23, n. 5, p. 2346–2352, Setembro 2008. Citado na página 96.
- BLONDEL, A. The Two-Reaction Method for Study of Oscillatory Phenomena in Coupled Alternators. **Reveu Générale de L'Electricité**, v. 13, p. 515–531, March 1923. Citado na página 39.
- BORUP, U.; BLAABJERG, F.; ENJETI, P. Sharing of nonlinear load in parallel-connected three-phase converters. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 37, n. 6, p. 1817–1823, Dezembro 2001. Citado na página 96.
- BRABANDERE, K. et al. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. **IEEE Trans. Power Electron.**, v. 22, p. 1107–1115, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 26, 96 e 99.
- BRADASCHIA, F. **Estratégia de Modulação Escalar Generalizada para Conversores Matriciais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Março 2008. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 34.
- BRADASCHIA, F. **Conversores Fonte Z para Sistemas Fotovoltaicos e Monofásicos-Trifásicos**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Fevereiro 2012. Citado na página 32.
- BUSQUETS, S. et al. Multilevel diode-clamped converter for photovoltaic generators with independent voltage control of each solar array. **IEEE Trans. Ind. Electron.**, v. 55, p. 2713–2723, 2008. Citado na página 26.
- CARRASCO, J. M. et al. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. **IEEE Trans. Ind. Electron.**, v. 53, p. 1002–1016, 2006. Citado na página 26.

- CHANDORKAR, M.; DIVAN, D.; ADAPA, R. Control of parallel connected inverters in standalone AC supply systems. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 29, n. 1, p. 136–143, Fevereiro 1993. Citado na página 96.
- CHU, C. L.; CHEN, J. F. Combination voltage-controlled and current-controlled pwm inverters for ups parallel operation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 10, p. 547–558, Setembro 1995. Citado na página 96.
- COELHO, E. A. A.; CORTIZO, P. C.; GARCIA, P. F. D. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone AC supply systems. **IEEE Transactions Industry Applications**, v. 38, n. 2, p. 533–542, Março 2002. Citado na página 108.
- CONCORDIA, C. **Synchronous Machines**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 1951. Citado na página 39.
- COUNCIL, W. E. **World Energy Resources E-Storage**. 2018. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/publications/2016/e-storage-shifting-from-cost-to-value-2016/>>. Citado na página 27.
- DIAZ, G.; GONZALEZ, C.; DIEZ, A. Scheduling of droop coefficients for frequency and voltage regulation in isolated microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 1, p. 489–496, Setembro 2010. Citado na página 96.
- DOHERTY, R. E.; NICKLE, C. A. Synchronous Machine I and II. **AIEE Trans.**, v. 45, p. 912–942, 1926. Citado na página 39.
- DRIESEN, J.; VISSCHER, K. Virtual synchronous generators. **Proc. IEEE Power Energy in the 21st Century**, p. 1–3, 2008. Citado na página 51.
- EKANAYAKE, J.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. Control of DFIG wind turbines. **Power Eng.**, v. 17, p. 28–32, 2003. Citado na página 26.
- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C. J.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas com Introdução a Eletrônica de Potência**. 6nd. ed. [S.l.]: Bookman Editora, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- GUERRERO, J. M. et al. Wireless-control strategy for parallel operation of distributed generation inverters. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 53, n. 5, p. 1461–1470, Outubro 2006. Citado na página 96.
- GUERRERO, J. M. et al. Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 54, n. 2, p. 994–1004, Novembro 2007. Citado na página 96.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - a general approach towards standardization. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 158–172, Janeiro 2011. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- GUERRERO, J. M. et al. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 52, n. 4, p. 1126–1135, Maio 2005. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 99.

- GUERRERO, J. M. et al. Output impedance performance for parallel operation of UPS inverters using wireless and average current-sharing controllers. **Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conference**, p. 2482–2488, 2004. Citado na página 96.
- HAVA, A. M.; KERKMAN, R. J.; LIPO, T. A. Simple analytical and graphical tools for carrier based pwm methods. **Power Electronics Specialists Conference**, v. 2, p. 1462–1471, 1997. Citado na página 35.
- HAVA, A. M.; KERKMAN, R. J.; LIPO, T. A. Simple analytical and graphical methods for carrier-based pwm-vsi drives. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 14, n. 1, p. 49–61, Janeiro 1999. Citado na página 35.
- HUANG, Y. H. et al. A 3c strategy for multi-module inverters in parallel operation to achieve an equal current distribution. **Proceedings of Industry Applications Society**, v. 1, p. 186–192, Maio 1998. Citado na página 96.
- KIMBARK, E. W. **Power System Stability, Vol. III: Synchronous Machines**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 1956. Citado na página 39.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 2nd. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, Inc., 1994. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 39.
- LAVOISIER A. **Traité Élémentaire de Chimie**. Paris, Gauthier-Villar Éditeur, 1789, p.399. Citado 1 vezes na epígrafe.
- LEE, C. Q.; SIRI, K. Current distribution control of converters connected in parallel. **Proceedings of Industry Applications Society**, v. 2, p. 1274–1280, Outubro 1990. Citado na página 96.
- LOIX, T. et al. A three-phase voltage and frequency droop control scheme for parallel inverters. **IECON**, v. 33, p. 1662–1667, 2007. Citado na página 26.
- MACDONALD, D. C.; REECE, A. B. J.; TURNER, P. Turbine-Generator Steady-State Reactances. **Proc. IEE**, v. 132, p. 101–108, 1985. Citado na página 39.
- MAJUMDER, R. et al. Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 2, p. 796–808, Maio 2010. Citado na página 96.
- MOHAMED, Y.; SAADANY, E. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 23, n. 6, p. 2806–2816, Novembro 2008. Citado na página 96.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. **Power Electronics: Converters, Applications, and Design**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2003. Citado na página 31.
- NEVES, F. A. S. A generalized delayed signal cancellation method for detecting fundamental-frequency positive-sequence three-phase signals. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1816–1825, July 2010. ISSN 0885-8977. Citado na página 59.
- ONG, C.-M. **Dynamic Simulation of Electric Machinery Using Matlab/Simulink**. [S.l.]: Prentice-Hall, Inc., 1998. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 45.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica Fotovoltaica**. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica**. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 26.

PARK, R. H. Two-Reaction Theory of Synchronous Machines - Generalized Method of Analysis - Part I. **AIEE Trans.**, v. 48, p. 716–727, 1929. Citado na página 39.

PARK, R. H. Two-Reaction Theory of Synchronous Machines - Generalized Method of Analysis - Part II. **AIEE Trans.**, v. 52, p. 352–355, 1933. Citado na página 39.

PENG, F. Z. Z-Source Inverter. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 39, n. 2, p. 504–510, Março 2003. ISSN 0093-9994. Citado na página 31.

RASHID, M. H. **Power Electronics Handbook**. [S.l.]: Academic Press, 2001. Citado na página 32.

SAO, C. K.; LEHN, P. W. Autonomous load sharing of voltage source converters. **IEEE Trans. Power Del.**, v. 20, p. 1009–1016, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 26, 51 e 52.

SATO, E.; KAWAMURA, A. High reliability and high performance parallel-connected UPS system with independent control. **International Telecommunications Conference**, p. 389–394, Setembro 2005. Citado na página 103.

TULADHAR, A. et al. Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections. **Proc. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition**, p. 94–100, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 103.

TULADHAR, A. et al. Control of parallel inverters in distributed AC power systems with consideration of line impedance effect. **IEEE Trans. Ind. Appl.**, v. 36, n. 1, p. 131–138, Fevereiro 2000. Citado na página 96.

ZHENYU, M. **Synchronverter-based control for wind power**. Tese (Doutorado) — Loughborough University, Julho 2012. Citado na página 116.

ZHONG, Q.; HORNIK, T. **Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration**. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2013. 297-333 p. Citado 14 vezes nas páginas 28, 29, 96, 97, 98, 100, 101, 102, 103, 111, 112, 113, 114 e 127.

ZHONG, Q.; WEISS, G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. **IEEE Transactions On Industrial Electronics**, v. 58, p. 1259–1267, 2011. Citado 11 vezes nas páginas 27, 39, 45, 47, 49, 50, 51, 54, 61, 94 e 96.