

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**VINICIUS DA LUZ**

**APLICAÇÃO DE UM CONTROLE BASEADO EM MÁQUINAS  
SÍNCRONAS VIRTUAIS A UM TRANSFORMADOR DE ESTADO  
SÓLIDO**

VITÓRIA  
2021

VINICIUS DA LUZ

**APLICAÇÃO DE UM CONTROLE BASEADO EM MÁQUINAS  
SÍNCRONAS VIRTUAIS A UM TRANSFORMADOR DE ESTADO  
SÓLIDO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Vinicius da Luz**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera  
Encarnação

Coorientador: Prof. Dr. Daniel Carletti

VITÓRIA  
2021

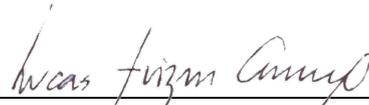
VINICIUS DA LUZ

**APLICAÇÃO DE UM CONTROLE BASEADO EM MÁQUINAS  
SÍNCRONAS VIRTUAIS EM UM TRANSFORMADOR DE ESTADO  
SÓLIDO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Vinicius da Luz**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 04 de outubro de 2021.

**COMISSÃO EXAMINADORA:**



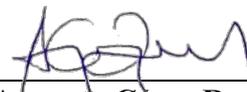
---

**Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador



---

**Prof. Dr. Daniel Carletti**  
Governo do Estado do Espírito Santo  
Orientador



---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador



---

**Me. Thiago Silva Amorim**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador

À minha família. Sem ela, nada seria possível.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, José e Marlene, por todo o apoio e amor em todas as fases da minha vida. A eles sou imensamente grato por todo o esforço que tiveram para me proporcionar o acesso à educação de qualidade. Agradeço também às minhas irmãs Keila e Sheila que sempre estiveram ao meu lado e não medem esforços para me verem feliz. Ao meu cunhado Ludimar, que me inspirou a trilhar o caminho das ciências exatas e que considero um irmão. Aos meus sobrinhos Pietro e Ludmila, por todo o carinho e momentos felizes e de descontração.

Agradeço aos meus amigos de graduação, em especial àqueles da turma de 2016/1, por todos os momentos juntos que fizeram com que essa trajetória fosse um pouco mais fácil e prazerosa. Todos vocês terão sempre um lugar especial em meu coração.

Agradeço ao Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação, orientador deste trabalho, por toda a paciência e compreensão durante o período de realização do mesmo e também por todo o conhecimento transmitido. Agradeço também ao Dr. Daniel Carletti, coorientador, por toda a disponibilidade e ajuda prestada.

Por fim, agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo pelo ensino público, gratuito e de qualidade e a todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica por contribuírem com a minha formação.

## RESUMO

A modificação das cargas conectadas ao sistema elétrico de potência (SEP) observada nos últimos anos traz preocupações relacionadas à qualidade, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia. A partir de 2008 e, com maior intensidade após 2015, observa-se a crescente integração de geradores distribuídos ao SEP brasileiro. Em um cenário de alta penetração de geração distribuída, a inércia total do SEP será reduzida, podendo levar à instabilidade do mesmo. Sendo assim, faz-se necessário a realização de estudos objetivando o desenvolvimento de novas técnicas e dispositivos que sejam capazes de lidar com essas transformações que ocorrem no SEP. Diante dessa necessidade, os transformadores de estado sólido (SST, do inglês *solid state transformer*) têm sido propostos como uma alternativa aos transformadores de potência convencionais por trazerem diversas vantagens para o sistema elétrico como, por exemplo, a operação com fator de potência unitário, controle da potência ativa e reativa, fluxo de potência bidirecional, entre outras. Neste trabalho, é apresentado o estudo de uma topologia de SST sem transformador físico, consistindo de um conversor *back-to-back* com um *link* CC composto por um capacitor, constituindo o estágio intermediário entre o retificador e o inversor. O controle do SST adota a estratégia de controle de Geradores Síncronos Virtuais (VSG, do inglês *virtual synchronous generator*), que confere inércia virtual ao sistema elétrico. Este trabalho tem como objetivo principal comparar o desempenho de um SST com um controle não inercial e com um controle VSG na manutenção da estabilidade e qualidade da energia entregue para uma carga. Foram analisados, por meio de simulações no *software Typhoon HIL*, o comportamento do SST com ambos os controles sob os cenários de um afundamento de tensão de 0,3 pu, uma queda na frequência da tensão de alimentação do SST de 1 Hz e trocas de uma carga de 50 kW para uma de 25 kVA com fator de potência igual a 0,8 indutivo e vice-versa. Verificou-se que ambos os controles propiciam uma operação estável em regime permanente, com fator de potência de entrada unitário e, em todos os cenários, ambos os controles possuem vantagens em relação aos transformadores de distribuição convencionais, melhorando a regulação de tensão e frequência na carga.

Palavras-chave: Transformador de estado sólido. Gerador síncrono virtual. Sistema elétrico de potência. Qualidade de energia elétrica.

## ABSTRACT

The modification of the characteristics of the loads connected to the electrical power system observed in recent years raises concerns related to the quality, reliability and continuity of power supply. Since 2008 and with greater intensity after 2015, it has been observed a growing integration of distributed generators to the Brazilian power system. In a scenario of high penetration of distributed generation, the total inertia of the power system will be reduced, which may lead to its instability. Therefore, it is necessary to carry out studies aiming at the development of new techniques and devices that are capable of dealing with these transformations that are occurring in the power system. Given this need, solid state transformers (SST) have been proposed as an alternative to conventional power transformers as they bring several advantages to the electrical system, such as operation with a unit power factor, active and reactive power control, bidirectional power flow, among others. This work presents the study of an SST topology without physical transformer, consisting of a back-to-back converter with a DC link composed of a capacitor, representing the intermediate stage between the rectifier and the inverter. The SST control adopts the virtual synchronous generator (VSG) control methodology, which provides virtual inertia to the electrical system. This work has as main objective to evaluate the performance of an SST with VSG control in maintaining the stability and quality of the energy delivered by the power system. It was analyzed, through simulations in the software Typhoon HIL, the behavior of the SST with both controls under the scenarios of a voltage sag of 0,3 p.u, a drop of 1 Hz in the frequency of the supply voltage and load changes from a 50kW load to a 25 kVA load with power factor equal to 0,8 inductive and vice versa. It was observed that both controls provide a stable operation in steady state, with unity input power factor and that in all scenarios both controls present advantages over conventional distribution transformers, improving voltage and frequency regulation at the load.

Keywords: Solid state transformer. Virtual synchronous generator. Electrical power system. Electric power quality.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Topologias clássicas dos SST: (a) estágio único, (b) e (c) estágio duplo e (d) estágio triplo. ....	23
Figura 2 – SST de estágio único. ....	24
Figura 3 – Topologia de SST adotada. ....	27
Figura 4 – Esquemático monofásico do filtro LCL. ....	29
Figura 5 – Modulação SPWM de dois níveis. ....	32
Figura 6 – Representação gráfica da transformada de Clarke. ....	33
Figura 7 – Representação gráfica da transformada de Park. ....	35
Figura 8 – Conversor CA-CC PWM trifásico bidirecional. ....	35
Figura 9 – Estados topológicos para o conversor CA-CC PWM trifásico bidirecional. ....	37
Figura 10 – Diagrama de blocos do sistema de controle do retificador PWM. ....	38
Figura 11 – Esquemático do retificador implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	41
Figura 12 – Sistema de controle do retificador implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	41
Figura 13 – Inversor trifásico VSI. ....	43
Figura 14 – Sistema de controle do inversor trifásico VSI – parte 1. ....	43
Figura 15 – Sistema de controle do inversor trifásico VSI – parte 2. ....	44
Figura 16 – Esquemático do retificador implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	46
Figura 17 – Controlador de tensão do inversor implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	46
Figura 18 – Controlador de corrente do inversor implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	47
Figura 19 – Implementação de um Synchronverter para um inversor trifásico. ....	51
Figura 20 – Implementação de um Synchronverter para um retificador trifásico. ....	52
Figura 21 – Controle VSM do retificador implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	54
Figura 22 – Controle VSG do inversor implementado no <i>Typhoon HIL</i> . ....	56
Figura 23 – Esquemático do SST implementado no <i>Typhoon HIL</i> (parte 1). ....	58
Figura 24 – Esquemático do SST implementado no <i>Typhoon HIL</i> (parte 2). ....	58

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Quantidade anual de conexões de GD ao sistema elétrico realizadas no Brasil até 19 setembro de 2021 .....	19
Gráfico 2 – Formas de onda das tensões e correntes de fase da rede e da tensão e corrente na carga.....	42
Gráfico 3 – Formas de onda das tensões sintetizadas, correntes de fase da carga e tensão de alimentação do inversor. ....	47
Gráfico 4 – Formas de onda das tensões e correntes de fase da rede e tensão e corrente na carga do retificador. ....	55
Gráfico 5 – Formas de onda das tensões sintetizadas, correntes da carga, tensão do <i>link</i> CC e frequência da tensão na carga com o controle VSG. ....	57
Gráfico 6 – Formas de onda de interesse para a simulação do SST com controle não inercial. ....	61
Gráfico 7 – Formas de onda de interesse para a simulação do SST com controle VSG. ....	61
Gráfico 8 – Simulação do afundamento de tensão com o controle não inercial.....	63
Gráfico 9 – Simulação do afundamento de tensão com o controle VSG. ....	63
Gráfico 10 – Simulação do afundamento de frequência com o controle não inercial.....	66
Gráfico 11 – Simulação do afundamento de frequência com o controle VSG.....	66
Gráfico 12 – Simulação da troca de carga 1 para carga 2 com o controle não inercial.....	68
Gráfico 13 – Simulação da troca de carga 1 para carga 2 com o controle VSG. ....	69
Gráfico 14 – Simulação da troca de carga 2 para carga 1 com o controle não inercial.....	70
Gráfico 15 – Simulação da troca de carga 2 para carga 1 com o controle VSG. ....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros do sistema e valores de projeto obtidos para o filtro LCL.....	31
Tabela 2 – Ganho dos controladores e valor da capacitância do barramento CC. ....	40
Tabela 3 – Ganho dos controladores de corrente do inversor. ....	45
Tabela 4 – Ganho dos controladores de tensão do inversor. ....	45
Tabela 5 – Parâmetros da máquina síncrona virtual. ....	54
Tabela 6 – Parâmetros da máquina síncrona virtual do inversor. ....	56
Tabela 7 – Parâmetros da máquina síncrona virtual do retificador e inversor utilizados na simulação. ....	60
Tabela 8 – Dados das simulações do afundamento de tensão. ....	64
Tabela 9 – Dados das simulações do afundamento de frequência.....	67
Tabela 10 – Dados das simulações da troca de carga 1 para carga 2. ....	69
Tabela 11 – Dados das simulações da troca de carga 2 para carga 1. ....	71

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Estados de operação do retificador PWM trifásico. ....	36
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DAB	<i>Dual Active Bridge</i>
FP	Fator de Potência
FPGA	<i>Field Programmable Gate Array</i>
FR	Fontes Renováveis
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HFT	<i>High Frequency Transformer</i>
HIL	<i>Hardware in the Loop</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LCL	Indutivo-Capacitivo-Indutivo
LFT	<i>Low Frequency Transformer</i>
PI	Proporcional integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SiC	Carbeto de Silício
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SST	<i>Solid State Transformer</i>
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VSG	<i>Virtual Synchronous Generator</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VSM	<i>Virtual Synchronous Motor</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternated Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LVAC	<i>Low Voltage Alternated Current</i>
LVDC	<i>Low Voltage Direct Current</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\delta_m$	Margem de fase (°)
$\tau_i$	Constante de tempo da malha de corrente (s)
$\omega_c$	Frequência de corte da malha de tensão (rad/s)
$\omega_g$	Frequência angular da rede (rad/s)
$\omega_i$	Largura de banda da malha de corrente (rad/s)
$\omega_s$	Frequência angular de chaveamento (rad/s)
$C_b$	Capacitância de base do sistema (F)
$C_f$	Capacitância do filtro LCL (F)
$C_{ret}$	Capacitância do <i>link</i> CC
$D_p$	Coefficiente de <i>droop</i> de frequência
$D_q$	Coefficiente de <i>droop</i> de tensão
$E'_{dq}$	Componentes de tensão transiente nos eixos <i>dq</i> (V)
$E''_{dq}$	Componentes de tensão subtransiente nos eixos <i>dq</i> (V)
$E_f$	Tensão de excitação da máquina síncrona (V)
$G_i(s)$	Função de transferência de malha aberta da malha de corrente
$G_v(s)$	Função de transferência de malha aberta da malha de tensão
$K_{ii}$	Ganho integral do controlador de corrente
$K_{iv}$	Ganho integral do controlador de tensão
$K_{pi}$	Ganho proporcional do controlador de corrente
$K_{pv}$	Ganho proporcional do controlador de tensão
$L_g$	Indutância do filtro LCL do lado da rede (H)
$L_t$	Indutância do filtro LCL do lado do conversor (H)
$P_e$	Potência elétrica (W)
$P_g$	Potência ativa absorvida em condições nominais
$P_m$	Potência mecânica (W)
$R_f$	Resistor de amortecimento do filtro LCL ( $\Omega$ )
$R_{ret}$	Resistência de carga do retificador
$T'_{dq0}$	Constantes de tempo transiente de circuito aberto nos eixos <i>dq</i> (s)
$T''_{dq0}$	Constantes de tempo subtransiente de circuito aberto nos eixos <i>dq</i> (s)
$T_e$	Torque elétrico (N.m)

$T_m$	Torque mecânico (N.m)
$V_{faserms}$	Tensão de fase eficaz da rede (V)
$V_{lrms}$	Tensão de linha eficaz da rede (V)
$V_{ref}$	Tensão de referência do <i>link</i> CC
$Z_b$	Impedância de base do sistema ( $\Omega$ )
$c_i(s)$	Função de transferência do controlador de corrente
$c_v(s)$	Função de transferência do controlador de tensão
$f_{ci}$	Frequência de cruzamento da malha de corrente (Hz)
$f_{cv}$	Frequência de cruzamento da malha de tensão (Hz)
$f_{res}$	Frequência de ressonância do filtro LCL (Hz)
$f_s$	Frequência de chaveamento
$i_g$	Corrente drenada da rede (A)
$i_t$	Corrente de saída do conversor (A)
$k_a$	Fator de atenuação da ondulação de corrente da rede na frequência de chaveamento em relação à corrente de saída do conversor
$x_{\alpha\beta 0}$	Variável no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$
$x_{abc}$	Variável no sistema de coordenadas $abc$
$x_{dq}$	Reatâncias síncronas nos eixos $dq$ ( $\Omega$ )
$x'_{dq}$	Reatâncias síncronas subtransientes nos eixos $dq$ ( $\Omega$ )
$x''_{dq}$	Reatâncias síncronas transientes nos eixos $dq$ ( $\Omega$ )
$x_{dq0}$	Variável no sistema de coordenadas $dq0$
Q	Potência reativa (var)
$\Delta I_{Lt}$	Ondulação de corrente máxima (A)
$\Delta V_{ref}$	Varição de tensão do <i>link</i> CC
$\theta$	Posição angular do rotor (rad)
$\omega$	Velocidade angular da máquina síncrona (rad/s)
D	Constante de amortecimento mecânico
J	Momento de inércia (kg.m <sup>2</sup> )
L	Indutância equivalente do filtro LCL (H)
e	Tensões de referência geradas pelo controle VSG (V)
x	Porcentagem de potência reativa absorvida sob condições nominais (%)

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1</b>	<b>A Geração Distribuída no Cenário Brasileiro.....</b>	<b>18</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>20</b>
1.2.1	Objetivo Geral.....	20
1.2.2	Objetivos Específicos.....	20
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>21</b>
<b>2.1</b>	<b>O Transformador de Estado Sólido.....</b>	<b>21</b>
2.1.1	O Transformador Convencional.....	21
2.1.2	Topologias de SST.....	22
2.1.3	Vantagens e Desvantagens do SST.....	25
2.1.4	Topologia Adotada.....	26
2.1.4.1	<i>Projeto do filtro LCL.....</i>	<i>28</i>
<b>2.2</b>	<b>Retificador e Inversor Trifásico PWM.....</b>	<b>31</b>
2.2.1	Modulação SPWM.....	31
2.2.2	Transformada de Clarke e Park.....	32
2.2.2.1	<i>Transformada de Clarke (<math>\alpha\beta 0</math>).....</i>	<i>32</i>
2.2.2.2	<i>Transformada de Park.....</i>	<i>34</i>
2.2.3	Retificador Trifásico PWM.....	35
2.2.3.1	<i>Estados de operação.....</i>	<i>36</i>
2.2.3.2	<i>Controle das correntes de entrada e tensão de saída.....</i>	<i>38</i>
2.2.3.3	<i>Simulação.....</i>	<i>41</i>
<b>2.3</b>	<b>Inversor Trifásico VSI (<i>Voltage Source Inverter</i>).....</b>	<b>42</b>
2.3.1	Controlador da tensão sintetizada.....	43
2.3.2	Simulação.....	46
<b>2.4</b>	<b>O Gerador Síncrono Virtual.....</b>	<b>48</b>
2.4.1	Topologias de VSG.....	48
2.4.2	Synchronverter.....	50
2.4.2.1	<i>Retificador com controle VSM.....</i>	<i>53</i>
2.4.2.2	<i>Inversor com controle VSG.....</i>	<i>55</i>
<b>3</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....</b>	<b>58</b>
<b>3.1</b>	<b>Afundamento de Tensão de 0,3 pu.....</b>	<b>62</b>
<b>3.2</b>	<b>Afundamento da frequência da rede de 1 Hz.....</b>	<b>65</b>

<b>3.3</b>	<b>Troca de Carga: Carga 1 Para Carga 2.....</b>	<b>67</b>
<b>3.4</b>	<b>Troca de Carga: Carga 2 Para Carga 1.....</b>	<b>70</b>
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>72</b>
<b>4.1</b>	<b>Sugestões de Trabalhos Futuros.....</b>	<b>74</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>76</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com a contínua evolução tecnológica e dos padrões de vida, a humanidade necessita de uma quantidade cada vez maior de energia elétrica. Com isso, os recursos naturais têm sido utilizados de forma insustentável para atender essa demanda energética. A partir da década de 70, impulsionado pela crise mundial do petróleo, observa-se um forte incentivo na utilização de fontes renováveis (FR) de energia, que são aquelas provenientes de recursos naturais como o sol, vento, marés e outros que possuem o ciclo de reposição pequeno na natureza. A tendência é que as FR assumam uma participação cada vez maior na matriz energética mundial e sua inserção massiva requer estudos para analisar os impactos no sistema elétrico de potência (SEP) (DUPONT; GRASSI; ROMITTI, 2015).

Esse incentivo à utilização de FR associado às dificuldades encontradas pela indústria energética no que se refere à construção de novas linhas de transmissão, à liberação dos mercados de energia, às emissões de gases do efeito estufa e à geração de lixo nuclear em plantas nucleares, fizeram com que novas possibilidades de geração fossem exploradas. Neste cenário, a geração distribuída (GD) tem se tornado cada vez mais popular desde os anos 90 por proporcionar uma maior confiabilidade e segurança energética, além de reduzir impactos ambientais e o carregamento dos sistemas de transmissão, postergar investimentos por parte das distribuidoras de energia e trazer uma maior diversidade para a matriz energética (RAJU; JAIN, 2019).

No Brasil, a crise hídrica de 2014 estimulou esforços objetivando a diversificação da matriz energética e do aproveitamento de FR, contribuindo para a expansão da GD, com destaque para a solar fotovoltaica. Entre 2018 e 2019 a produção de energia utilizando fonte solar cresceu 92,2%, sendo o maior valor dentre outras FR como biogás (31,8%) e eólica (15,5%), respectivamente com o segundo e terceiro maior crescimento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em outubro de 2020 a potência instalada em sistemas de GD era de 4.014 MW e, desse valor, 97% corresponde à energia solar fotovoltaica (ABGD, 2020). Tendo em vista que os dados citados indicam um crescimento acelerado dessa fonte de geração de energia elétrica e que, segundo Pearce (2009), uma integração maior que 20% dessa fonte com o SEP pode trazer problemas para a estabilidade do mesmo, faz-se necessário avaliar os

impactos bem como propor medidas mitigadoras para garantir a inserção dessas fontes e também a qualidade de energia elétrica do SEP.

A estabilidade de sistemas elétricos é definida como a capacidade de retornar a um estado inicial de equilíbrio após a ocorrência de distúrbios como picos de tensão nos barramentos, variação abrupta de demanda, faltas entre fases e afundamentos de tensão (ALMEIDA, 2017). Os geradores síncronos presentes nas usinas hidroelétricas possuem uma grande inércia rotacional e são capazes de injetar na rede a energia cinética armazenada em suas partes rotativas em caso de distúrbios, tornando o sistema robusto contra instabilidades. Por outro lado, os painéis fotovoltaicos são desprovidos de inércia rotacional e, portanto, em um cenário em que há grande penetração desse tipo de GD a inércia total do sistema será reduzida, aumentando assim a variação da velocidade rotacional dos geradores síncronos das hidrelétricas e causando grandes variações de frequência, o que pode tornar o sistema instável e inseguro (ALIPOOR; MIURA; ISE, 2015).

No entanto, os painéis fotovoltaicos são conectados à rede elétrica via conversores de corrente contínua/alternada (CC/CA) que realizam o controle da saída de potência do sistema de geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Com isso, uma possibilidade para reduzir os problemas causados pela falta de inércia rotacional dos painéis fotovoltaicos é incorporar ao seu sistema de controle um método denominado gerador síncrono virtual (VSG) que fará com que o sistema se comporte como um gerador síncrono, dotando-o de inércia e amortecimento virtual. Essa adaptação dos conversores de potência do sistema de GDFV elimina a limitação no nível de penetração (DRIESEN; VISSCHER, 2008).

Diversos trabalhos tem sido desenvolvidos contemplando essa estratégia de controle como é o caso de Alipoor, Miura e Ise (2015) e também Encarnação, Carletti, Souza, Barros Junior, Broedel e Rodrigues (2018) os quais compararam a estratégia de controle VSG com o controle não inercial de um inversor e mostraram que o controle VSG é eficaz em emular o comportamento de uma máquina síncrona em alguns cenários, entre eles, a troca da potência ativa de referência do inversor, que passa a ser amortecida e também mostraram a grande capacidade desse controle atuar na estabilização de frequência do SEP, apresentando variações muito menores eventos transientes em comparação com o controle não inercial. Baier, Torres, Perez, Cárdenas, Ramirez e Melín (2019) propuseram um transformador híbrido que é a

composição de transformador de distribuição usual associado com um *link* ativo dotado de estratégia VSG para operação em redes com elevada penetração de GD, mostrando que o tema é amplo e permite aplicabilidade além daquela já exposta em relação aos conversores de potência da GDFV.

Diante disso, é pertinente explorar a aplicação do controle VSG em um SST visando aplicações nas futuras redes de distribuição. Os SSTs têm sido amplamente estudados nos últimos anos por possuírem diversas vantagens em relação aos transformadores convencionais como, por exemplo, o controle do fator de potência local, fluxo de potência bidirecional, regulação de tensão na carga e diversos outros benefícios. Porém, ainda apresentam desafios em sua massiva utilização como o seu custo elevado e a menor eficiência em relação aos transformadores convencionais.

### **1.1 A Geração Distribuída no Cenário Brasileiro**

A definição de GD é dada na segunda edição do Caderno Temático ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

“Geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016, p.7).

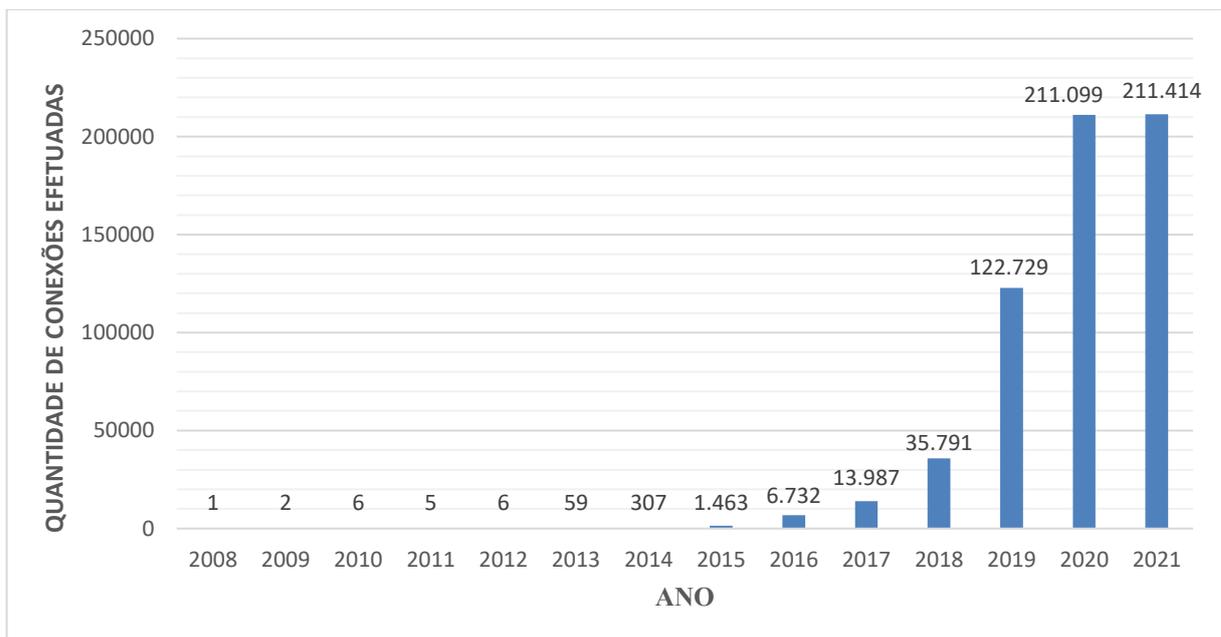
Entre as vantagens proporcionadas por esse método de geração pode-se citar o adiamento de investimentos nos setores de transmissão e distribuição; a redução do carregamento dos sistemas de transmissão; possibilidade de utilização de energia elétrica a regiões isoladas em que o sistema de distribuição das concessionárias não está disponível, entre outros (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

A Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL faz distinção entre microgeração e minigeração distribuída. A microgeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica que possua potência instalada menor ou igual a 75 kW proveniente de FR de energia elétrica ou de cogeração qualificada conectada à rede de distribuição por meio de instalação de unidades consumidoras. A diferença da minigeração se dá pela faixa de potência instalada, que deve ser entre 75 kW e 5 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

No Gráfico 1 é mostrada a evolução da quantidade anual de conexões de GD ao sistema elétrico desde 2008 até o dia 19 de setembro de 2021. Nota-se que o total de 603.601 unidades de GD instaladas no Brasil é composto quase que em sua totalidade por conexões realizadas a partir de 2017 a setembro de 2021, evidenciando o recente crescimento dessa forma de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Ainda referente ao Gráfico 1, do total de 603.601 unidades de GD, 603.122 correspondem às centrais geradoras solar fotovoltaicas (UFV), 338 às centrais geradoras termelétricas (UTE), 70 às centrais geradoras eólicas (EOL) e 71 às centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Diante do exposto, é visto que as UFV correspondem a 99,92% do total de GD instalada no Brasil, evidenciando a necessidade de se realizar mais estudos sobre sua implantação dado o rápido crescimento que vem sendo observado nos últimos 4 anos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Gráfico 1 – Quantidade anual de conexões de GD ao sistema elétrico realizadas no Brasil até 19 setembro de 2021



Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021).

Nota: Adaptado pelo autor

A crescente implantação de GD nos últimos anos se deve às regulamentações criadas. Dentre as principais, podemos citar a Resolução Normativa nº 482/2012 bem como suas alterações por meio das Resoluções nº 687/2015 e nº 786/2017 e também o módulo 3 do PRODIST. Essas regulamentações dispõem das condições gerais de acesso à micro e minigeração distribuída,

bem como definem os critérios de créditos de energia que os consumidores passam a ter com as distribuidoras. Além disso, a difusão dos sistemas fotovoltaicos tem barateado os processos produtivos dos mesmos por meio da economia de escala, possibilitando uma gradual redução no custo de implantação desses sistemas, tendência essa que deve se manter, viabilizando cada vez mais o acesso a esse tipo de tecnologia.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste projeto de graduação é implementar um controle VSG em um SST baseado em um conversor *back-to-back* utilizando o *software Typhoon HIL Control Center V2021.3*.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos, que nortearam o cumprimento do objetivo geral, estão listados a seguir:

- Especificar um controle VSG e um controle não inercial para os estágios que compõem o SST, de forma que cada estágio funcione adequadamente de forma isolada;
- Obter um modelo de SST com operação estável em regime permanente e cujo fator de potência observado pela rede seja unitário;
- Verificar as vantagens da utilização de um SST no lugar de um transformador convencional;
- Verificar a contribuição do SST com o controle VSG para a estabilidade da rede elétrica sob a ocorrência de alguns distúrbios;

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 O Transformador de Estado Sólido

Os SSTs têm sido utilizados como uma alternativa aos transformadores convencionais por possibilitarem diversas vantagens que serão importantes para as futuras redes elétricas, denominadas *smart grids*. Diversos problemas de estabilidade e qualidade de energia podem surgir por conta do aumento do número de conexões de unidades de GD, da variação abrupta de demanda em um sistema e do desequilíbrio de cargas. Nesse contexto, os SSTs se apresentam como uma boa alternativa para mitigar os distúrbios causados pelos fenômenos citados, uma vez que, possibilitam o controle local do fluxo de potência ativa e reativa, controlam a regulação de tensão e impedem a propagação de distúrbios da rede para a carga (RODRIGUES et al., 2016).

#### 2.1.1 O Transformador Convencional

Os transformadores de baixa frequência (LFT, do inglês *low frequency transformer*), utilizados largamente nos sistemas de distribuição, são constituídos, em geral, por dois enrolamentos: um de média tensão e outro de baixa tensão, havendo transferência de potência de um enrolamento para o outro. Esses transformadores possuem razão de tensão, corrente e frequência fixas, além do fluxo de potência fixo determinado pela demanda da carga. Essa ausência da possibilidade de controle do fluxo de potência, da regulação de tensão na carga e outras variáveis fazem com que os transformadores convencionais não atendam as novas expectativas para a modernização do sistema elétrico.

Esses transformadores desempenham um papel fundamental na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e, dentre as suas vantagens, pode-se citar o longo período de vida útil, a alta eficiência (superior a 98% quando operando próximo à carga nominal), a isolação galvânica entre o circuito primário e secundário e a sua alta robustez e confiabilidade (uma vez que sua construção é relativamente simples, composta por enrolamentos de cobre e um núcleo ferromagnético), caracterizando-os como uma forma de converter níveis de tensão que possui grande eficiência e baixo custo (RODRIGUES, 2018).

Porém, esses transformadores possuem diversas desvantagens como, por exemplo (MERWE; MOUTON, 2009):

- A tensão secundária é uma representação direta da tensão primária, ou seja, em caso de variações de tensão ou frequência na tensão do primário, o secundário apresentará as mesmas variações;
- A corrente do secundário influencia na corrente do primário, com isso, há a transmissão de harmônicas da carga para a rede;
- Baixa eficiência para operação com baixa carga;
- Volumosos e pesados por conta da operação em baixas frequências;
- Alta corrente de *inrush*.

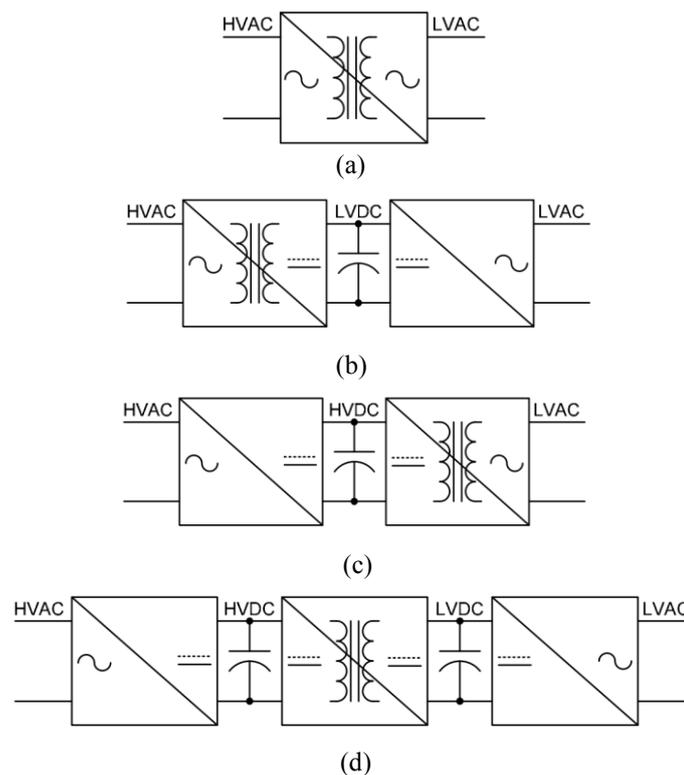
Sendo assim, é notório que o transformador convencional possui um papel fundamental na composição dos sistemas elétricos de potência e ainda continuará a ser utilizado por muitos anos dada a sua robustez, confiabilidade e eficiência. No entanto, à medida que o SEP se modifica, fica cada vez mais necessário a utilização de um equipamento que permita o controle e a regulação de tensão, além do controle local do fluxo de potência ativa e reativa, que interaja com cargas CC e que rejeite distúrbios provenientes do circuito primário para que não se propaguem ao circuito secundário e vice versa (LONDERO, 2019). É diante dessas necessidades que os SSTs têm ganhado tanta notoriedade.

### 2.1.2 Topologias de SST

Um SST é um conversor CA-CA e existem quatro topologias principais que são mostradas na Figura 1. A Figura 1(a) mostra a topologia de estágio único, sem o uso de um *link* CC, em que é utilizado um transformador de alta frequência (HFT, do inglês *high frequency transformer*) para converter o nível da tensão de entrada em baixa frequência para um valor menor, também em baixa frequência. Na Figura 2 é apresentado um exemplo de implementação dessa topologia em que a maior desvantagem é a ausência de um *link* CC. A existência de um *link* CC possibilita, por exemplo, a correção do fator de potência de entrada e a conexão direta de cargas CC. No entanto, possui uma implementação mais simples e com maior eficiência (FALCONES; MAO; AYYANAR, 2010).

Nas Figura 1(b) e (c) são mostradas as topologias de SST de dois estágios, com o barramento CC no lado de baixa tensão, no caso da Figura 1(b) e com o barramento CC no lado de alta tensão, no caso da Figura 1(c). Essas configurações permitem o fluxo de potência bidirecional e também o controle do fator de potência de entrada, porém, apresentam um controle mais complexo e com maior número de dispositivos (MARQUES, 2020). Na Figura 1 são representados o lado de alta tensão em corrente alternada (HVAC, do inglês *high voltage alternated current*), o lado de baixa tensão em corrente alternada (LVAC, do inglês *low voltage alternated current*), o lado de alta tensão em corrente contínua (HVDC, do inglês *high voltage direct current*) e o lado de baixa tensão em corrente contínua (LVDC, do inglês *low voltage direct current*).

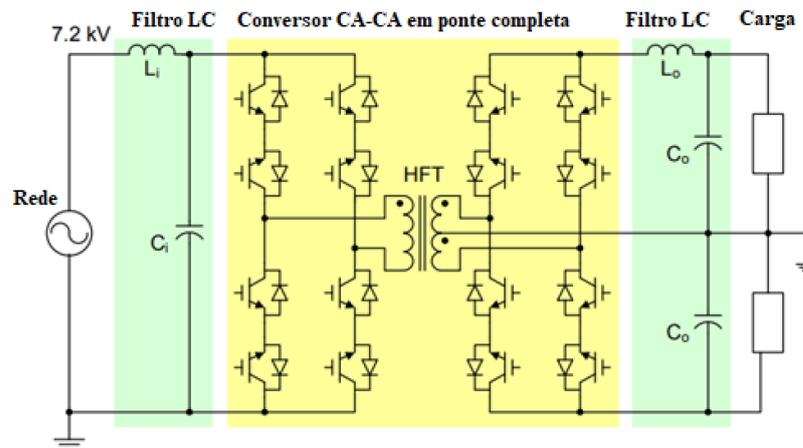
Figura 1 – Topologias clássicas dos SST: (a) estágio único, (b) e (c) estágio duplo e (d) estágio triplo.



Fonte: Falcones, Mao e Ayyanar (2010).

Na Figura 1(d), é mostrada a topologia de SST de três estágios, que possui dois barramentos CC, um em alta e outro em baixa tensão. Nessa topologia, o conversor conectado à rede de média tensão converte a tensão CA da rede para uma tensão CC, que é convertida pelo estágio intermediário em uma tensão CA de alta frequência e então um transformador de alta frequência

Figura 2 – SST de estágio único.



Fonte: Falcones, Mao e Ayyanar (2010).

reduz o valor dessa tensão e a converte novamente em uma tensão CC. Por fim, o conversor conectado à rede de baixa tensão transforma essa tensão CC em CA com a frequência desejada para a rede de baixa tensão (50 ou 60 Hz). A conversão no estágio intermediário de tensões CA com alta frequência permite que o transformador utilizado tenha um tamanho significativamente menor, para uma mesma potência nominal, em comparação ao que seria usado caso a frequência do transformador fosse a mesma da rede (GUERRA; MARTINEZ-VELASCO, 2017).

A topologia mostrada na Figura 1(d) permite controlar as correntes e tensões em cada estágio, contribuindo assim para a melhora da qualidade de energia da entrada e da saída, porém, é uma topologia mais complexa e que requer um controle mais robusto e um maior número de componentes. Mesmo assim, é uma topologia amplamente estudada por todos os benefícios que proporciona (GODOI, 2018).

Paladhi e Ashok (2015) utilizaram uma topologia de SST de três estágios para estudar a capacidade do SST de mitigar problemas relacionados à qualidade de energia em um sistema de GD baseado em energia eólica e concluíram que o mesmo é capaz de realizar um bom controle da potência ativa e reativa. Outras topologias de SST têm sido desenvolvidas e aplicadas, como fizeram Liu, Zha, Zhang e Chen (2016) ao propor uma arquitetura para um inversor de sistemas fotovoltaicos consistindo de um conversor dual em meia ponte (DHB, do inglês *dual half bridge*), responsável por encontrar o ponto de máxima potência da geração, em

conjunto com um conversor conectado à rede sendo que esses dois estágios são isolados por meio de um transformador de alta frequência.

She, Yu, Wang e Huang (2014) projetaram e criaram um protótipo de laboratório de um SST monofásico de três estágios com tensão de entrada de 3.6 kV, tensão de saída de 120V e 10kVA de potência nominal para aplicações em *smart grids* e comprovaram que o SST proveu compensação de reativos, regulação de tensão, rejeição de distúrbios da rede e integração com a microrrede. Esse protótipo utiliza em seu primeiro estágio um retificador de três níveis e em seu segundo estágio um conversor *dual active bridge* (DAB) também de três níveis e essa implementação possibilita utilizar uma maior tensão de entrada.

Godoi (2018) mostrou que um SST atenua os problemas decorrentes da penetração GDFV, ajustando os valores da tensão nominal da rede. Foi mostrado que para condições de penetração de 10% e 30% o SST melhorou os níveis de tensão e fator de potência quando comparado com o mesmo sistema utilizando um transformador convencional.

Marques (2020) utilizou um SST trifásico de três estágios e comprovou sua eficácia como conversor bidirecional de potência realizando diversas simulações sob condições de alta distorção harmônica presente na rede, afundamentos e elevações de tensão e também foi analisado o desempenho do SST enquanto elemento gerador de uma microrrede isolada sob cargas lineares, não lineares e desequilibradas. Foi concluído que o SST possui uma boa capacidade de mitigar falhas na rede quando comparado com o transformador convencional.

### 2.1.3 Vantagens e Desvantagens do SST

Em relação aos LFTs, os SSTs possuem as seguintes vantagens (DIAS, 2013; PEREIRA, 2015):

- Correção ativa do fator de potência da rede possibilitada pela utilização de um retificador ativo para controlar o ângulo de fase entre a tensão e a corrente drenada da rede de alimentação;
- Excelente regulação da tensão de saída proporcionada pela presença de um conversor CC-CA que realiza o controle da tensão instantânea da saída do sistema;

- Redução da taxa de distorção harmônica por conta da utilização do capacitor do *link* CC que impede que a propagação de harmônicos da carga para a rede e vice-versa;
- Manutenção de tensão nominal na carga quando a rede sofre um afundamento de tensão (a depender do valor da capacitância do barramento CC);
- Disponibilidade de barramentos CC que são úteis para a conexão de sistemas de GD como módulos fotovoltaicos e células à combustível além de possibilitar a alimentação de veículos elétricos;
- Menor volume e peso devido à utilização de um transformador de alta frequência que é significativamente menor em comparação a um transformador de baixa frequência.

Apesar de possuírem diversas vantagens, os SSTs ainda possuem algumas desvantagens que impedem a sua massiva utilização, como por exemplo (HUBER; KOLAR, 2017; MERWE et al., 2009):

- Menor eficiência em relação aos LFTs (em torno de 90%) por conta da grande quantidade de componentes utilizados;
- Custo mais elevado, sendo, em geral, até 5 vezes mais caros que os LFTs;
- Não são compatíveis com os sistemas de proteção atuais que foram projetados para os transformadores convencionais;
- Os SSTs ainda não são tão confiáveis quanto os LFTs, porém, essa confiabilidade irá aumentar à medida que a tecnologia se desenvolva;

A tendência é que essas desvantagens sejam minimizadas à medida que a popularidade e difusão dos SSTs aumentam e com o desenvolvimento de componentes com menores perdas, tornando os SSTs mais economicamente viáveis em um futuro próximo. Com o desenvolvimento de componentes de carbeto de silício (SiC) é esperado que os SSTs possam atingir uma eficiência de até 98%, valor próximo do rendimento dos LFTs (HATUA et al, 2011).

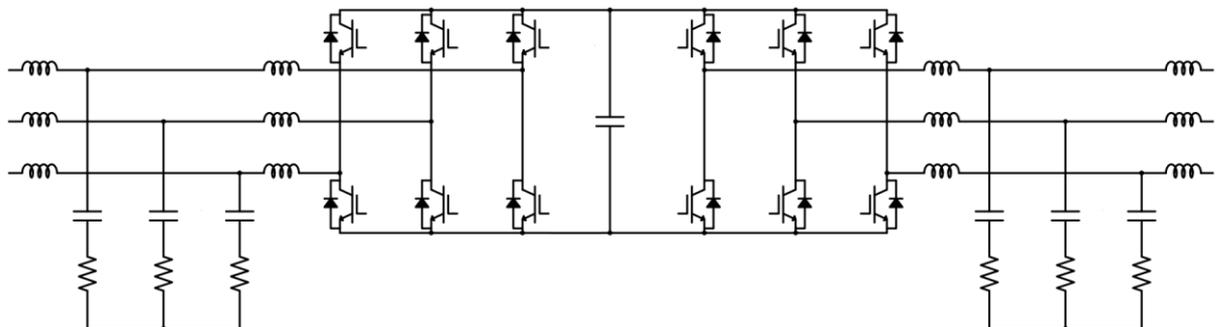
#### 2.1.4 Topologia Adotada

A topologia de SST que foi utilizada neste trabalho consiste no conversor *back-to-back* mostrado na Figura 3 com a utilização de filtros LCL tanto para o estágio retificador quanto

inversor, cujo projeto será detalhado posteriormente. Esta topologia foi escolhida por sua maior simplicidade quando comparada aos SSTs de três estágios e com utilização de transformador físico ao mesmo tempo que propicia diversos benefícios que os SSTs trazem como, por exemplo, o controle de reativos da rede. As desvantagens dessa topologia são a falta de isolamento galvânica, proporcionada pelo transformador de alta frequência e a utilização de uma relação de transformação unitária. Contudo, a fim de se estudar diferentes estratégias de controle, esta topologia é adequada, justificando a sua aplicação neste presente trabalho.

É importante destacar que o autor deste projeto é atualmente aluno de mestrado no Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) e que a utilização de uma outra topologia de SST será avaliada para a produção da futura dissertação do mesmo. Portanto, este trabalho de conclusão de curso consiste na introdução do autor ao universo dos SSTs e controle de conversores de potência.

Figura 3 – Topologia de SST adotada.



Fonte: Produção do autor.

Soares, Pimenta, Junior e Silva (2012) utilizaram um conversor *back-to-back* para aplicação em sistemas de geração eólica utilizando um filtro indutivo e os resultados experimentais comprovam a eficácia deste conversor para esse tipo de aplicação.

Shahbazi, Poure, Saadate e Zolghadri (2013) implementaram um conversor *back-to-back* tolerante à falta em um IGBT, ou seja, uma estratégia de controle foi desenvolvida possibilitando a operação do conversor com onze chaves semicondutoras, e não doze como é mostrado na Figura 3. O sistema foi implementado em uma FPGA e foi concluído que o conversor associado à uma adequada estratégia de controle continua sendo capaz de suprir a carga.

Diversos outros trabalhos utilizam essa topologia de conversor com o foco em adaptar o seu sistema de controle de forma que o mesmo opere de uma determinada maneira como, por exemplo, Rodriguez-Cabero, Sanchez e Prodanovic (2016) que propuseram um controle unificado para o conversor incluindo a dinâmica de ambos os lados CA, do capacitor do *link* CC e dos filtros LCL, utilizando uma estratégia de controle linear multivariável que foi identificada como a que melhor se adequou para controlar precisamente o fluxo de potência ativa e reduzir as variações da tensão do barramento CC durante transientes de potência ativa. Os resultados mostraram que o controle desenvolvido permite o projeto de um capacitor para o *link* CC de menor valor quando comparado com o que seria necessário caso uma estratégia de controle convencional tivesse sido utilizada.

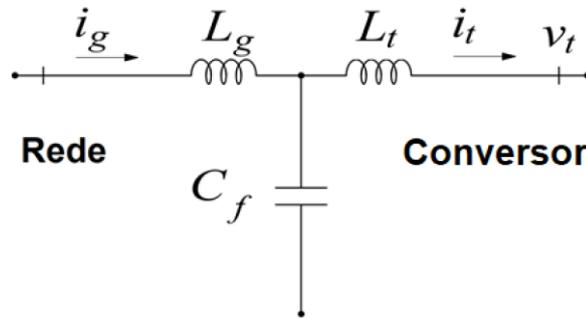
#### 2.1.4.1 Projeto do filtro LCL

O projeto de um filtro para ser utilizado em conjunto com o conversor *back-to-back* é essencial para reduzir os harmônicos de corrente de alta frequência causados pela frequência de chaveamento do conversor. Para aplicações de dezenas de kilowatts a utilização de um filtro apenas indutivo torna-se mais custosa, uma vez que, o valor necessário de indutância é grande e, além disso, a resposta dinâmica do sistema pode não ser satisfatória (LISERRE; BLAABJERG; HANSEN, 2005).

Diante deste contexto, torna-se atrativo utilizar um filtro LCL pois se torna possível obter bons valores de atenuação com valores pequenos para os componentes passivos. O projeto para os filtros utilizados em conjunto com o conversor *back-to-back*, conforme mostra a Figura 3, foi realizado de acordo com o procedimento apresentado por Liserre, Blaabjerg e Hansen (2005). Na Figura 4 é exibido o esquemático monofásico que foi utilizado como base para o desenvolvimento do projeto do filtro. Além disso, é utilizado em série com o capacitor do filtro um resistor de amortecimento, que não está representado na Figura 4, mas que será mencionado posteriormente nessa seção.

O valor da capacitância  $C_f$  leva em consideração a quantidade de potência reativa absorvida em condições nominais. A capacitância  $C_f$  pode ser calculada pela equação (1) conjuntamente com o uso das equações (2) e (3).

Figura 4 – Esquemático monofásico do filtro LCL.



Fonte: Liserre, Blaabjerg e Hansen (2005)

Nota: Adaptado pelo autor.

$$C_f = xC_b \quad (1)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g Z_b} \quad (2)$$

$$Z_b = \frac{V_{lrms}^2}{P_g} \quad (3)$$

Onde:

- $x$  é a porcentagem de potência reativa absorvida sob condições nominais;
- $C_b$  é a capacitância de base do sistema;
- $\omega_g$  é a frequência angular da rede;
- $Z_b$  é a impedância de base do sistema;
- $V_{lrms}$  é a tensão de linha eficaz da rede;
- $P_g$  é a potência ativa absorvida em condições nominais.

O valor da indutância  $L_t$  é definido com base na máxima ondulação de corrente desejada, sendo definida pela equação (4) em conjunto com a equação (5).

$$L_t = \frac{V_{lrms}}{2\sqrt{6} f_s \Delta I_{Lt}} \quad (4)$$

$$\Delta I_{Lt} = \Delta I_{Lt}\% \times \sqrt{2} \frac{P_g}{\sqrt{3}V_{lrms}} \quad (5)$$

Onde:

- $f_s$  é a frequência de chaveamento;
- $\Delta I_{Lt}\%$  e  $\Delta I_{Lt}$  são a ondulação de corrente máxima desejada em porcentagem e em amperes, respectivamente.

Por fim, o valor da indutância  $L_g$  é determinado em função de um fator  $r$ , que está diretamente relacionado com o fator de atenuação da ondulação de corrente da rede na frequência de chaveamento em relação à corrente de saída do conversor, definido como  $k_a$ . O fator  $r$  depende ainda de uma constante  $\alpha$  que é função da frequência angular de chaveamento  $\omega_s$ . As equações (6), (7) e (8) possibilitam o cálculo do valor de  $L_g$ .

$$L_g = r \times L_t \quad (6)$$

$$r = \frac{\frac{-1}{k_a} - 1}{1 - \alpha x} \quad (7)$$

$$\alpha = L_t C_b \omega_s^2 \quad (8)$$

Com as equações (1) a (8) é possível calcular os valores dos componentes passivos mostrados na Figura 4. Para verificar o projeto do filtro, deve-se calcular a frequência de ressonância do mesmo a partir dos valores de  $L_g$ ,  $L_t$  e  $C_f$  de acordo com a equação (9). A frequência de ressonância deve ser maior que dez vezes a frequência da rede e menor que metade da frequência de chaveamento, como mostra a equação (10).

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_g + L_t}{L_g L_t C_f}} \quad (9)$$

$$10 \times f_n < f_{res} < 0.5 \times f_s \quad (10)$$

Além dos componentes passivos cujas equações de projeto já foram definidas, também é adicionado um resistor em série com o capacitor para promover o amortecimento do pico de ressonância, produzindo uma redução harmônica mais eficaz. Esse resistor  $R_f$  utilizado possui o mesmo valor que a impedância do capacitor  $C_f$  na frequência de ressonância.

Na Tabela 1, são apresentados os valores dos componentes passivos calculados bem como os parâmetros considerados para os cálculos. Os parâmetros  $V_{I_{rms}}$ ,  $P_g$ ,  $f_g$  e  $f_s$  são os mesmos que

serão usados posteriormente para as simulações. Conforme é mostrado na Tabela 1, a frequência de ressonância está dentro da faixa desejada. Caso não estivesse, seria necessário modificar os valores de  $\Delta I_{Lt}\%$ ,  $x$  e  $k_a$  até que a frequência de ressonância atendesse a faixa especificada na equação (10).

Tabela 1 – Parâmetros do sistema e valores de projeto obtidos para o filtro LCL.

Parâmetros do sistema		
Potência nominal	$P_g$	50 kW
Tensão eficaz de linha da rede	$V_{lrms}$	220 V
Frequência da rede	$f_g$	60 Hz
Frequência de chaveamento	$f_s$	10 kHz
Máxima ondulação de corrente	$\Delta I_{Lt}\%$	3,5%
Porcentagem de reativo absorvido	$x$	5%
Fator de atenuação	$k_a$	0,2
Valores de projeto do filtro		
Indutância do lado do conversor	$L_t$	0,69124 mH
Indutância conectada à rede	$L_g$	11,119 $\mu$ H
Capacitância de filtro	$C_f$	0,13705 mF
Resistor de amortecimento	$R_f$	0,2826 $\Omega$
Frequência de ressonância	$f_{res}$	4109,682 Hz

Fonte: Produção do autor.

## 2.2 Retificador e Inversor Trifásico PWM

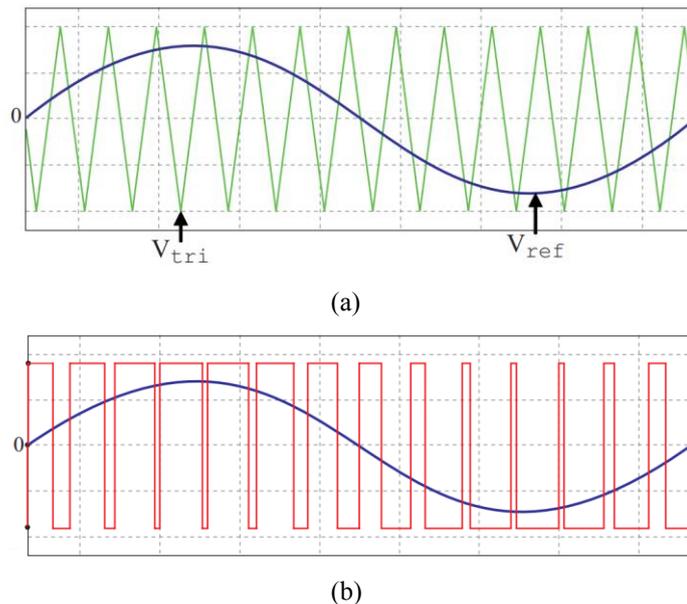
Este capítulo apresenta os estágios retificador e inversor da topologia de conversor mostrada na Figura 3. É abordado o conceito da modulação por largura de pulso senoidal (SPWM, do inglês *Sinusoidal Pulse Width Modulation*), além da transformada de Clarke e Park, necessária no desenvolvimento do sistema de controle desse conversor. Também é mostrada a estratégia de controle não inercial utilizada em ambos os estágios adotada para a realização das simulações.

### 2.2.1 Modulação SPWM

Nessa técnica de modulação há a comparação de um sinal senoidal de referência (modulante) e um sinal triangular (portadora). A frequência do sinal de referência define a frequência do sinal de saída do conversor enquanto a frequência da onda triangular define a frequência de

chaveamento. Através da comparação entre modulante e portadora obtêm-se um sinal de frequência fixa e largura de pulso variável, que depende da razão entre as amplitudes dos sinais comparados (índice de modulação). O sinal SPWM gerado é utilizado para o acionamento das chaves do conversor sendo que o sinal positivo aciona as chaves superiores de um braço e a negação deste sinal aciona a chave inferior de um braço do conversor (BACON; CAMPANHOL; SILVA, 2011). Na Figura 5 é mostrada a geração de um sinal SPWM.

Figura 5 – Modulação SPWM de dois níveis.



Fonte: Bacon, Campanhol e Silva (2011).

Na Figura 5(a), são mostrados os dois sinais que são comparados para gerar o sinal em vermelho na Figura 5(b). Note que o sinal da Figura 5(b) só assume o nível alto quando o sinal de referência  $V_{ref}$  assume valores instantâneos maiores que o da tensão de referência  $V_{tri}$  (BACON; CAMPANHOL; SILVA, 2011).

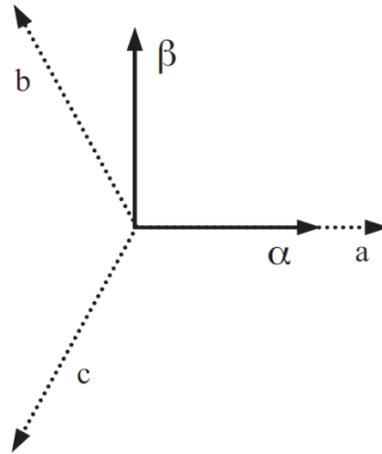
## 2.2.2 Transformada de Clarke e Park

### 2.2.2.1 Transformada de Clarke ( $\alpha\beta 0$ )

A transformada de Clarke, ou transformada  $\alpha\beta 0$  pode ser aplicada a sistemas trifásicos em que se deseja obter uma representação bifásica equivalente, sem perda de informações. Essa transformada ajuda a reduzir a ordem do modelo matemático e, com isso, algumas análises e

implementações se tornam mais fáceis. Na Figura 6 é exibida a representação gráfica desta transformada (BUSO; MATTAVELLI, 2015).

Figura 6 – Representação gráfica da transformada de Clarke.



Fonte: Buso, Mattavelli (2005)

Os eixos  $a$ ,  $b$  e  $c$  representam os valores instantâneos de uma variável (tensão, corrente ou fluxo) nas coordenadas trifásicas  $abc$ . Os valores referentes aos eixos  $\alpha$  e  $\beta$  podem ser obtidos pela soma da projeção de cada vetor nas coordenadas  $abc$  em relação aos eixos  $\alpha$  e  $\beta$ , de acordo com as equações (11) e (12).

$$x_{\alpha} = x_a - x_b \times \cos(60^{\circ}) - x_c \times \cos(60^{\circ}) \quad (11)$$

$$x_{\beta} = 0 + x_b \times \cos(30^{\circ}) - x_c \times \cos(30^{\circ}) \quad (12)$$

A partir das equações (11) e (12), tem-se duas possíveis formas da transformada de Clarke: a primeira, representada pela equação (13), mantém as amplitudes invariantes, ou seja, as amplitudes de  $x_a$ ,  $x_b$ ,  $x_c$ ,  $x_{\alpha}$  e  $x_{\beta}$  são iguais e a segunda, representada pela equação (14), mantém as potências invariantes para um mesmo circuito analisado nos dois domínios (trifásico e bifásico).

Nas equações (13) e (14),  $x_0(t)$  representa a componente de sequência zero, que não existirá no caso de sistemas a três fios onde as variáveis são equilibradas, sendo possível simplificar ambas as equações eliminando essa variável e a primeira linha de ambas as matrizes que multiplicam o vetor de variáveis trifásicas.

$$\begin{bmatrix} x_0(t) \\ x_\alpha(t) \\ x_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \times \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix} \quad (13)$$

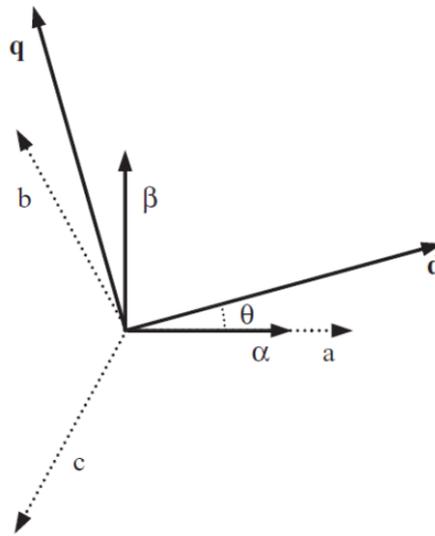
$$\begin{bmatrix} x_0(t) \\ x_\alpha(t) \\ x_\beta(t) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix} \quad (14)$$

#### 2.2.2.2 Transformada de Park

A transformada de Park constitui um sistema de coordenada síncrono em que um conjunto de variáveis trifásicas são representadas por um sistema de coordenada girante sincronizado com a frequência da rede elétrica. A representação gráfica da transformada é mostrada na Figura 7 juntamente com os vetores da transformada de Clarke. O sistema de coordenadas  $\alpha\beta$  é estacionário e o sistema  $dq$  é rotativo e gira com a mesma frequência angular das variáveis do sistema  $abc$ . A equação (15) traz a relação entre as variáveis no eixo  $abc$  e no eixo  $dq$ .

A vantagem desse sistema de coordenadas é que um sinal nas coordenadas  $abc$  será visto como dois valores constantes nas coordenadas  $dq$ , o que é vantajoso do ponto de vista do controle dos conversores, uma vez que os controladores PI utilizados garantem erro nulo para sinais constantes, ao passo que, para sinais senoidais, há a existência de um erro significativo (BUSO; MATTAVELLI, 2015).

Figura 7 – Representação gráfica da transformada de Park.



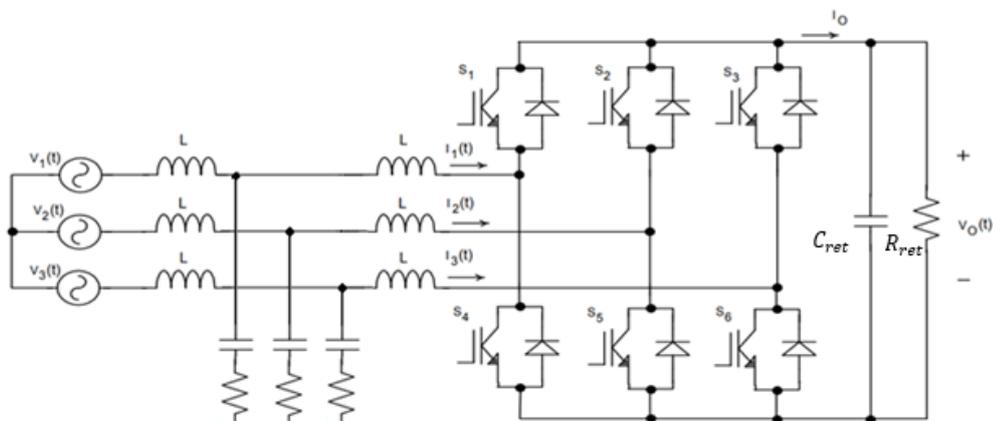
Fonte: Buso, Mattavelli (2005)

$$\begin{bmatrix} x_q \\ x_d \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}(\theta) & \text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x_a(t) \\ x_b(t) \\ x_c(t) \end{bmatrix} \quad (15)$$

### 2.2.3 Retificador Trifásico PWM

Na Figura 8 é apresentada a topologia de retificador utilizado neste trabalho e nela são identificadas as chaves semicondutoras de S1 a S6.

Figura 8 – Conversor CA-CC PWM trifásico bidirecional.



Fonte: Barbi (2009)

Nota: Adaptado pelo autor.

A modulação utilizada é a SPWM, apresentada na seção 2.2.1 e que atua na melhora do fator de potência e redução dos harmônicos de baixa ordem. Além disso, os IGBTs necessitam de um tempo morto entre as duas chaves de um mesmo braço para que não conduzam simultaneamente e provoquem um curto circuito no barramento CC.

### 2.2.3.1 Estados de operação

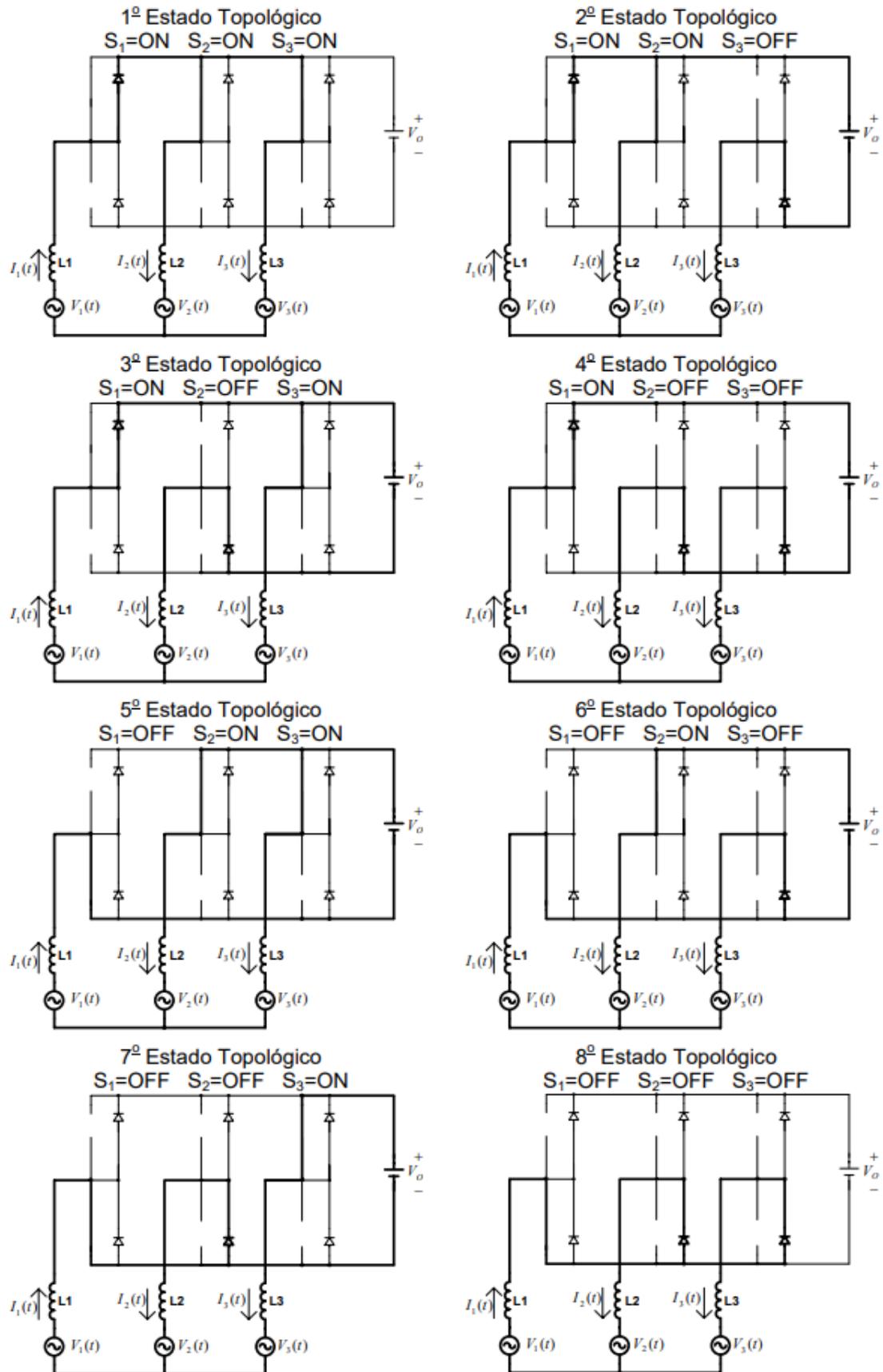
Como já mencionado, cada braço possui um acionamento complementar dos IGBTs. Sendo assim, esse conversor possui oito estados topológicos que estão sintetizados no Quadro 1 e que podem ser visualizados na Figura 9 tomando como base a nomenclatura das chaves da Figura 8 e sabendo que uma chave acionada é representada como um curto circuito enquanto uma chave aberta é representada como um circuito aberto.

Quadro 1 – Estados de operação do retificador PWM trifásico.

<b>Estado</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>
<b>1º</b>	ON	ON	ON
<b>2º</b>	ON	ON	OFF
<b>3º</b>	ON	OFF	ON
<b>4º</b>	ON	OFF	OFF
<b>5º</b>	OFF	ON	ON
<b>6º</b>	OFF	ON	OFF
<b>7º</b>	OFF	OFF	ON
<b>8º</b>	OFF	OFF	OFF

Fonte: Produção do autor.

Figura 9 – Estados topológicos para o conversor CA-CC PWM trifásico bidirecional.

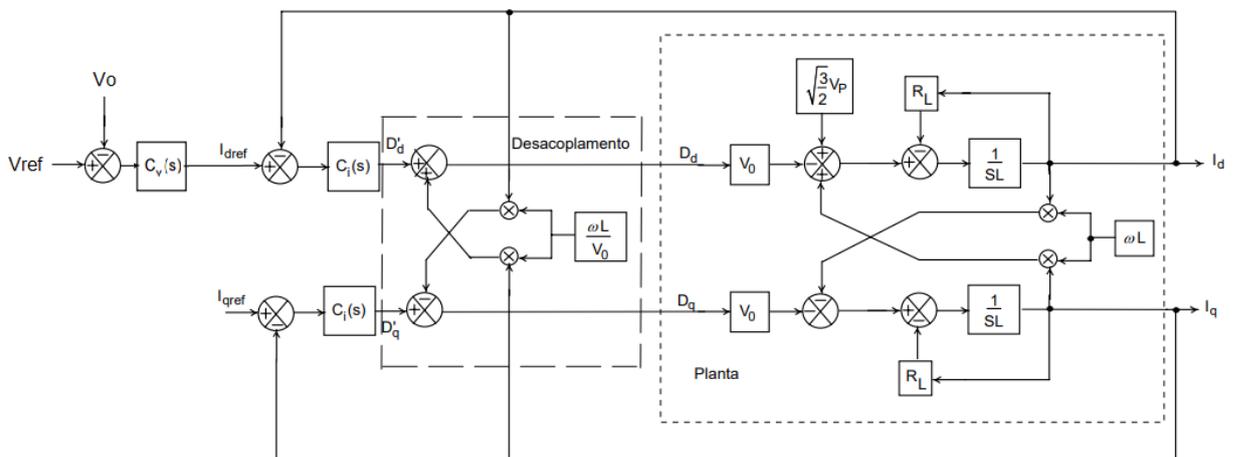


Fonte: Borgonovo (2005)

### 2.2.3.2 Controle das correntes de entrada e tensão de saída

O sistema de controle das correntes de entrada e tensão de saída do retificador requer uma modelagem e análise do circuito da Figura 8. O filtro de entrada utilizado neste projeto é LCL e não indutivo como foi adotado por Barbi (2009). No entanto, pode-se desconsiderar a dinâmica dos capacitores e modelar o sistema como apenas um filtro indutivo (em que o indutor equivalente será dado pela soma de  $L_t$  e  $L_g$ , mostrados na Figura 4), desde que seja utilizada alguma técnica de amortecimento do sistema. Neste trabalho é utilizado um amortecimento passivo, obtido pela inserção do resistor de amortecimento em série com o capacitor do filtro, conforme mencionado na seção de projeto do filtro LCL (CARDOSO; COSTA; O. NETO; MARTINEZ, 2019). Na Figura 10 é mostrado o diagrama de blocos resultante da modelagem realizada por Barbi (2009) em que  $R_L$  é uma resistência equivalente dos semicondutores com a resistência dos indutores de entrada  $L$  de cada fase e  $V_p$  é o valor de pico da tensão de fase da alimentação do retificador.

Figura 10 – Diagrama de blocos do sistema de controle do retificador PWM.



Fonte: Barbi (2009)

Nota: Adaptado pelo autor.

No diagrama da Figura 10,  $V_{ref}$  é a tensão de referência que se deseja no barramento CC do retificador,  $V_o$  é a tensão medida sobre o capacitor e  $I_d$  e  $I_q$  são as correntes no eixo direto e em quadratura da entrada do retificador, obtidas via transformada de Park.

Os controladores de tensão e corrente  $C_v(s)$  e  $C_i(s)$ , respectivamente, mostrados na Figura 10 são do tipo proporcional integral (PI) para garantir um erro estacionário nulo e também conferir

maior estabilidade ao sistema. Seus ganhos foram projetados segundo uma metodologia apresentada por Barbi (2009). A equação característica dos controladores é mostrada na equação (16).

$$C(s) = K_p \times \frac{s + K_i}{s} \quad (16)$$

Primeiro será mostrado o projeto para o controlador de tensão e posteriormente da malha de corrente. A equação (17) é a equação característica do controlador de tensão.

$$C_v(s) = K_{pv} \times \frac{s + K_{iv}}{s} \quad (17)$$

Primeiramente, projeta-se o zero para o controlador de tensão, sendo que o mesmo deve ser posicionado sobre o polo da função de transferência de malha aberta da tensão dada pela equação (18):

$$G_v(s) = \frac{V_o(s)}{I_d(s)} = \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{\sqrt{2} V_{faserms}}{V_{ref}} \left[ \frac{R_{ret}}{s R_{ret} C_{ret} + 1} \right] \quad (18)$$

Onde  $R_{ret}$  é a resistência equivalente que drena carga nominal do retificador e  $C_{ret}$  é a capacitância do barramento CC. O zero do controlador de tensão é dado pela equação (19) e o valor de  $R_{ret}$  e  $C_{ret}$  pelas equações (20) e (21), respectivamente.

$$K_{iv} = \frac{1}{R_{ret} C_{ret}} \quad (19)$$

$$R_{ret} = \frac{V_{ref}^2}{P_g} \quad (20)$$

$$C_{ret} = \frac{P_g}{2\pi f_g V_{ref} \Delta V_{ref}} \quad (21)$$

Para determinar o ganho proporcional, deve-se escolher uma frequência de cruzamento para garantir o desacoplamento entre a malha de tensão e de corrente, sendo que a malha de corrente

é muito mais rápida que a de tensão. Para o controlador da tensão escolhe-se uma frequência de cruzamento  $f_{cv} = 100 \text{ Hz}$  e o valor do ganho proporcional é dado pela equação (22).

$$K_{pv} = \frac{1}{|G_v(f_{cv})| \times |C_v(f_{cv})|} \quad (22)$$

Para a malha de corrente, a equação (23) é a equação característica do controlador de corrente e a equação (24) é a função de transferência de malha aberta das correntes de entrada.

$$C_i(s) = K_{pi} \times \frac{s + K_{ii}}{s} \quad (23)$$

$$G_i(s) = \frac{i_{dq}(s)}{d_{dq}(s)} = \frac{V_o}{sL} \quad (24)$$

Como o polo da função de transferência em malha aberta é na origem, o zero do controlador de corrente deve ser posicionado próximo a ele. Para a determinação do ganho  $K_{pi}$ , a equação (22) pode ser novamente utilizada com uma frequência de cruzamento  $f_{ci}$  maior que  $f_{cv}$ . Na Tabela 2 são apresentados os resultados da aplicação das equações (19) a (24).

Tabela 2 – Ganho dos controladores e valor da capacitância do barramento CC.

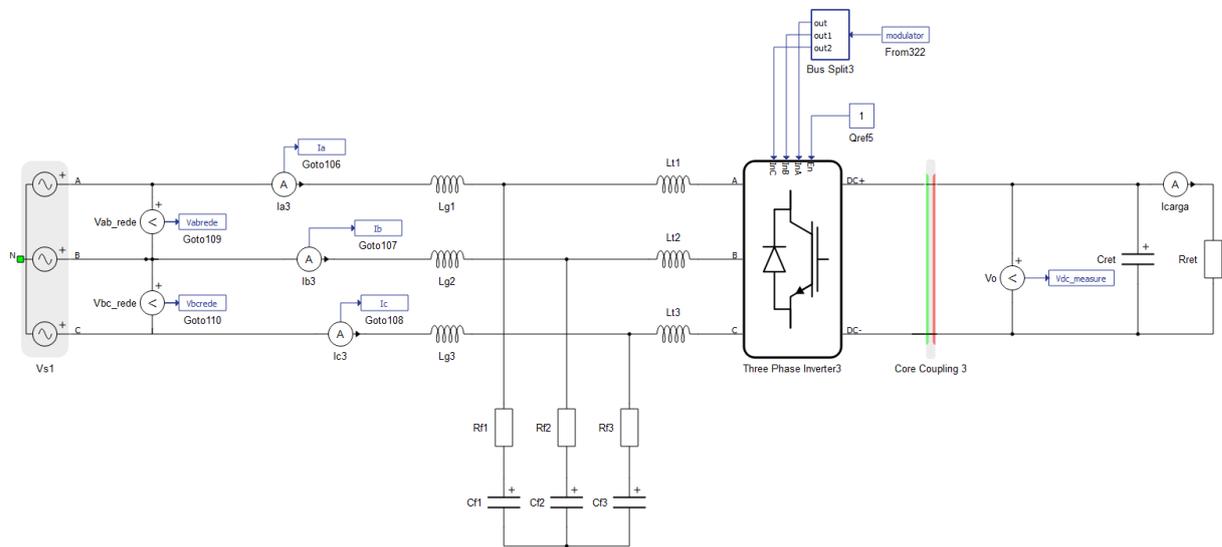
Parâmetros do sistema		
Potência nominal	$P_g$	50 kW
Tensão eficaz de fase da rede	$V_{faserms}$	127 V
Frequência da rede	$f_g$	60 Hz
Tensão de referência do barramento CC	$V_{ref}$	600V
Variação de tensão no barramento CC	$\Delta V_{ref} \%$	5%
Indutância equivalente do filtro	$L$	0,70236 mH
Frequência de cruzamento de tensão	$f_{cv}$	100 Hz
Frequência de cruzamento de corrente	$f_{ci}$	1000 Hz
Valores calculados para os controladores e capacitor		
	$R_{ret}$	7,2 $\Omega$
	$C_{ret}$	7,368 mF
	$K_{iv}$	18,850
	$K_{pv}$	12,627
	$K_{ii}$	1,000
	$K_{pi}$	$7,355 \times 10^{-3}$

Fonte: Produção do autor.

### 2.2.3.3 Simulação

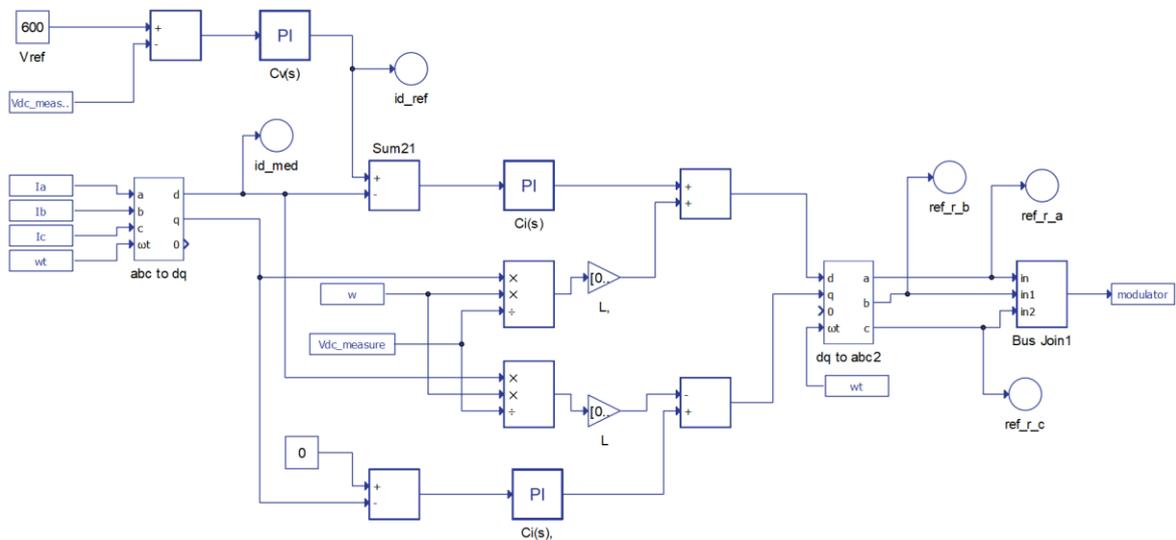
Para comprovar os valores calculados e mostrados na Tabela 2, foi simulado no *Typhoon HIL* o retificador trifásico mostrado na Figura 8 com o filtro LCL obtido na seção 2.1.4.1 e com o sistema de controle da Figura 10 com  $I_{qref} = 0$  para se obter tensões em fase com as correntes, em outras palavras, fator de potência unitário. Na Figura 11 é mostrado o esquemático implementado na plataforma de simulação, na Figura 12 é mostrado o sistema de controle implementado e no Gráfico 2 tem-se as formas de onda de algumas variáveis de interesse desse retificador.

Figura 11 – Esquemático do retificador implementado no *Typhoon HIL*.



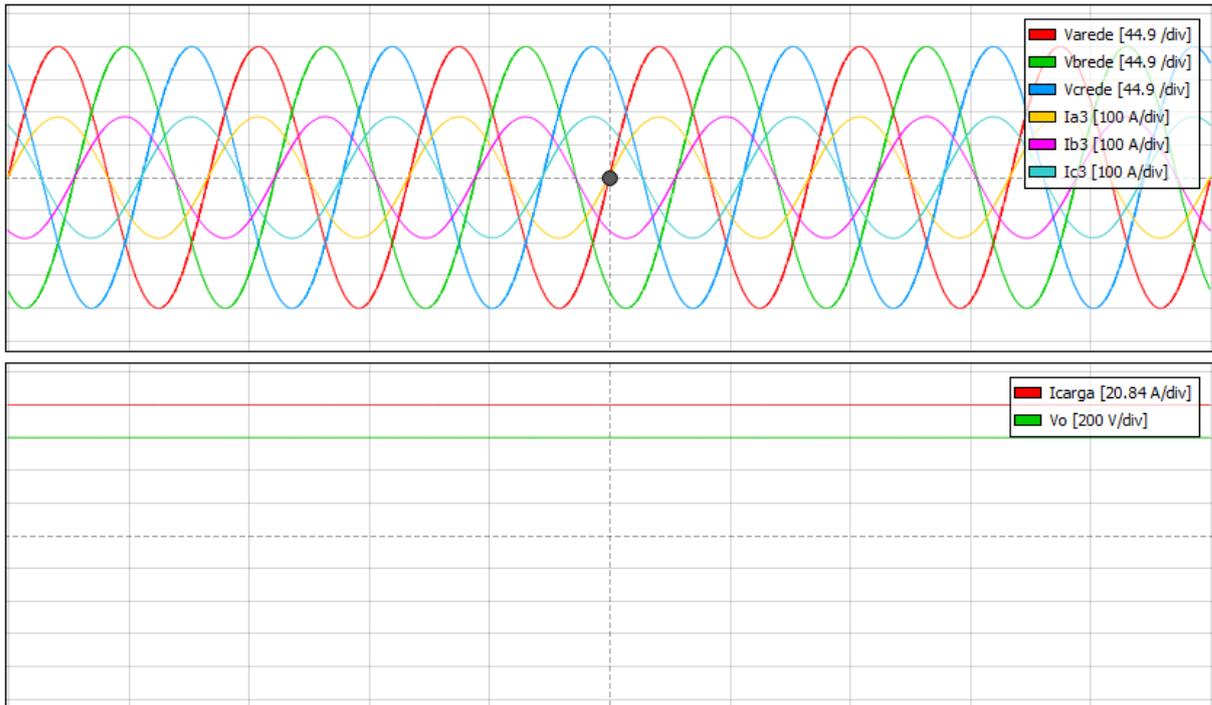
Fonte: Produção do autor.

Figura 12 – Sistema de controle do retificador implementado no *Typhoon HIL*.



Fonte: Produção do autor.

Gráfico 2 – Formas de onda das tensões e correntes de fase da rede e da tensão e corrente na carga.



Fonte: Produção do autor.

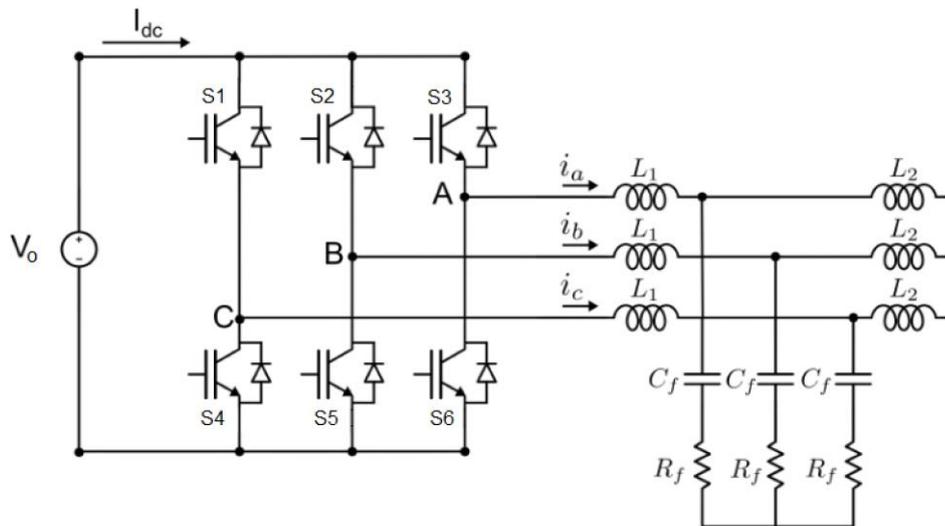
Como se observa no Gráfico 2, o controle conseguiu obter tensões em fase com as correntes e regular a tensão sobre o resistor em 600 V. A corrente média no resistor é  $I_{lmed} = 83,36A$ , correspondendo a uma potência média dissipada de  $P_{med} = 50032W$ . Sendo assim, foi obtido um modelo funcional para a operação em regime permanente desse retificador trifásico.

### 2.3 Inversor Trifásico VSI (*Voltage Source Inverter*)

Dentro da topologia do SST adotada, a função do inversor trifásico VSI é atuar como um formador de rede, retirando a energia do barramento CC, regulado pelo retificador, e convertendo-a em um conjunto de tensões trifásicas equilibradas para alimentar a carga conectada aos seus terminais. O desacoplamento provido pelo barramento CC possibilita a síntese de tensões com valores nominais de tensão e frequência diferentes das tensões da rede.

Na Figura 13 é trazida a topologia do inversor utilizada neste trabalho juntamente com o filtro LCL (idêntico ao do retificador), que é necessário para filtrar as componentes de alta frequência da tensão de saída do inversor e fornecer à carga uma tensão mais próxima de uma senoide e com menor carga harmônica.

Figura 13 – Inversor trifásico VSI

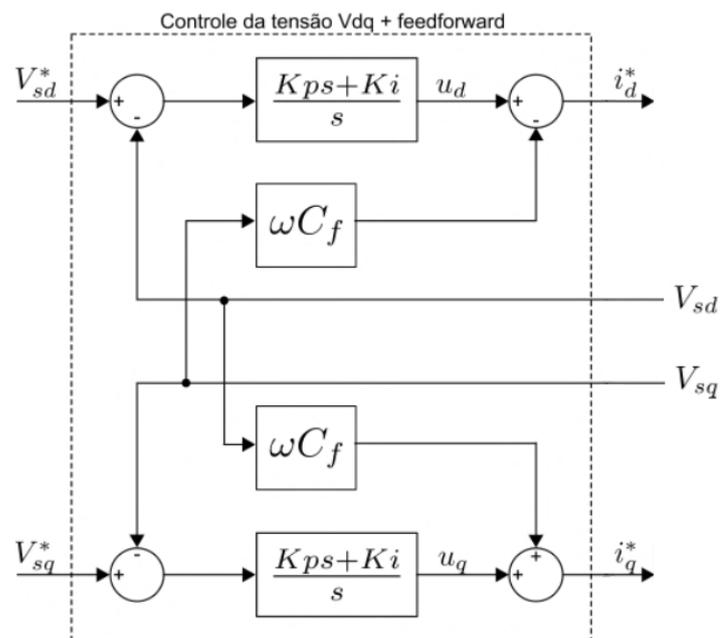


Fonte: Silva (2020)  
Nota: Adaptado pelo autor.

### 2.3.1 Controlador da tensão sintetizada

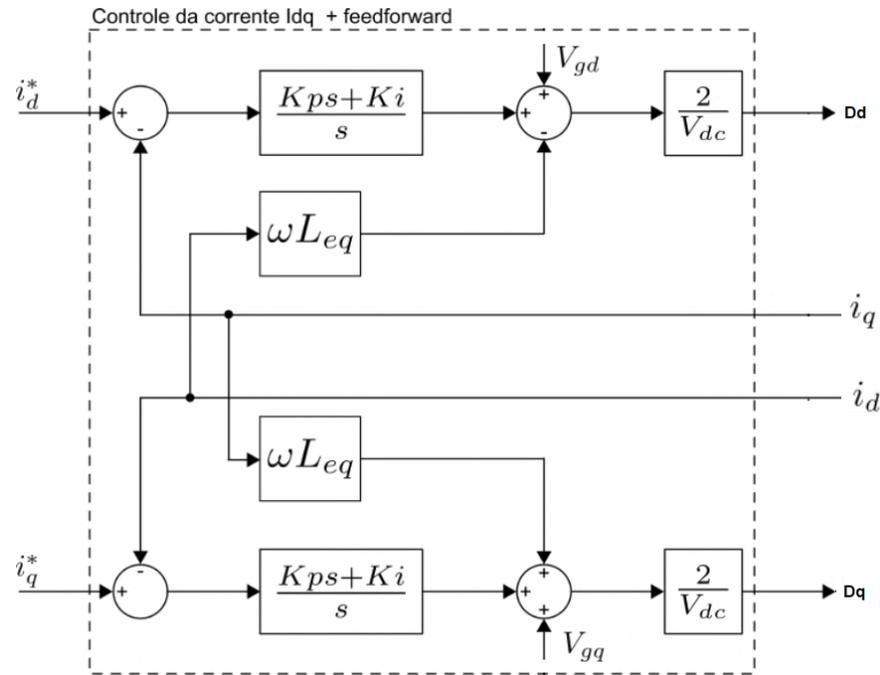
O controle das tensões utilizado é o desenvolvido por Silva (2020), mostrado na Figura 14 e na Figura 15. Na Figura 14 é mostrada a parte do controle responsável por calcular o erro entre o valor da tensão gerada no eixo  $dq$  ( $V_{sd}$  e  $V_{sq}$ ) na saída do filtro com os respectivos valores de

Figura 14 – Sistema de controle do inversor trifásico VSI – parte 1.



Fonte: Silva (2020)  
Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 15 – Sistema de controle do inversor trifásico VSI – parte 2.



Fonte: Silva (2020)  
Nota: Adaptado pelo autor.

referência ( $V_{sd}^*$  e  $V_{sq}^*$ ), que no caso do eixo direto é o valor da tensão de pico desejada e no caso do eixo em quadratura, zero. Um controlador PI é utilizado para a dinâmica do sistema e, após a realização do desacoplamento, são geradas as correntes de referência vistas na Figura 15.

O projeto para os controladores apresentados na Figura 14 e na Figura 15 é mostrado em Silva (2020) e primeiramente se realiza para a malha de corrente mostrada na Figura 15 a partir das equações (25) e (26).

$$K_{pi} = \frac{L_{eq}}{\tau_i} \quad (25)$$

$$K_{ii} = \frac{R_{eq}}{\tau_i} \quad (26)$$

Onde  $L_{eq}$  é a indutância equivalente do filtro LCL, dada pela soma de  $L_t$  e  $L_g$ , contidas na Tabela 1,  $R_{eq}$  é a resistência equivalente do filtro, que no caso do filtro projetado, foi considerada igual a zero, mas, para fins de projeto do controlador, foi considerado um valor pequeno para essa variável  $R_{eq} = 0.005\Omega$ . A variável  $1/\tau_i$  é a largura de banda do sistema e foi escolhida como 28% da frequência de chaveamento, como mostra a equação (27). Essa foi

uma adaptação em relação a Silva (2020), que utilizou um valor igual a 10%, pois nos testes realizados esse valor foi melhor para a estabilidade.

$$\omega_i = \frac{1}{\tau_i} = 0,28 \times 2\pi \times f_s \quad (27)$$

Tabela 3 – Ganho dos controladores de corrente do inversor.

<b>Variáveis utilizadas para o cálculo dos ganhos</b>		
Indutância equivalente do filtro	$L_{eq}$	0,702359 mH
Resistência equivalente do filtro	$R_{eq}$	0,005 $\Omega$
Frequência de chaveamento	$f_s$	10 kHz
<b>Valores calculados dos ganhos e <math>\omega_i</math></b>		
	$\omega_i$	17592,918 rad/s
	$K_{pi}$	12,357
	$K_{ii}$	87,965

Fonte: Produção do autor.

Para o projeto da malha de tensão mostrada na Figura 14, escolheu-se uma frequência de corte  $\omega_c$  dez vezes menor em relação à da malha de corrente  $\omega_i$ . O ganho proporcional é dado pela equação (28). O ganho  $K_{iv}$  é determinado com base na margem de fase ( $\delta_m$ ) desejada e pode ser calculado pela equação (29). Na Tabela 4 são mostrados os valores obtidos de  $K_{pv}$  e  $K_{iv}$ .

$$K_{pv} = C_f \omega_c \quad (28)$$

$$K_{iv} = K_{pv} \times \frac{1 - \text{sen}(\delta_m)}{\tau_i (1 + \text{sen}(\delta_m))} \quad (29)$$

Tabela 4 – Ganho dos controladores de tensão do inversor.

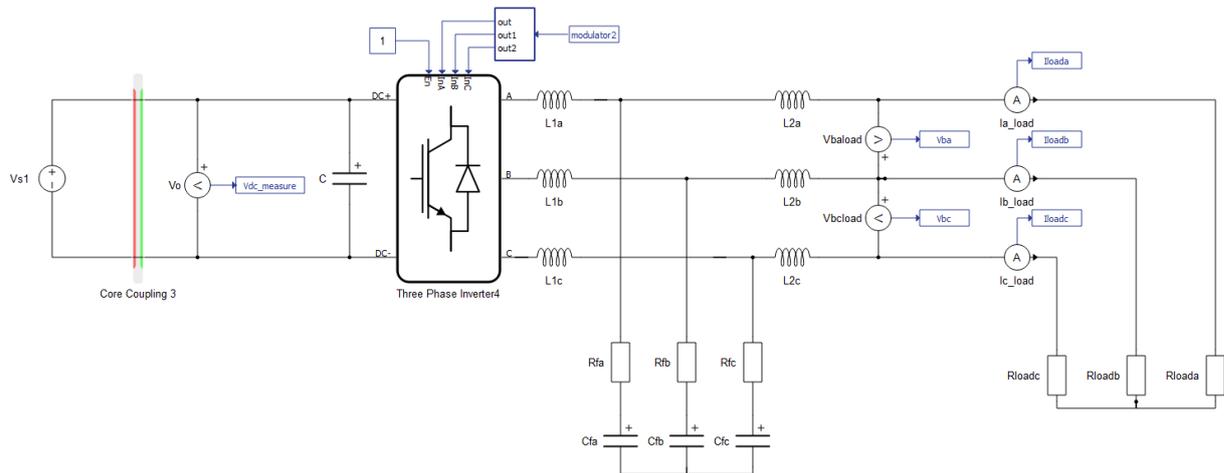
<b>Variáveis utilizadas para o cálculo dos ganhos</b>		
Capacitância do filtro	$C_f$	0,13705 mF
Frequência de corte da malha de tensão	$\omega_c$	1759,2918 rad/s
Margem de fase	$\delta_m$	60°
Constante de tempo da malha de corrente	$\tau_i$	5,6841 $\times 10^{-5}$ s
<b>Valores calculados dos ganhos</b>		
	$K_{pv}$	0,24111
	$K_{iv}$	304,551

Fonte: Produção do autor.

### 2.3.2 Simulação

Com os valores dos ganhos apresentados nas Tabela 3 e Tabela 4, foi criado o esquemático da Figura 16 para comprovar o funcionamento do inversor.

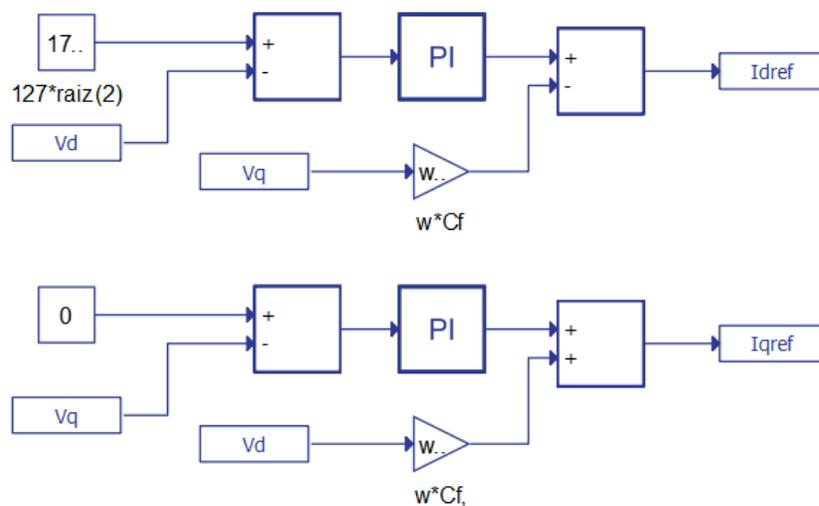
Figura 16 – Esquemático do retificador implementado no *Typhoon HIL*.



Fonte: Produção do autor

Na Figura 17 mostra-se a implementação do controlador de tensão da Figura 14 e a Figura 18 traz a implementação do controlador de corrente, mostrado na Figura 15.

Figura 17 – Controlador de tensão do inversor implementado no *Typhoon HIL*.

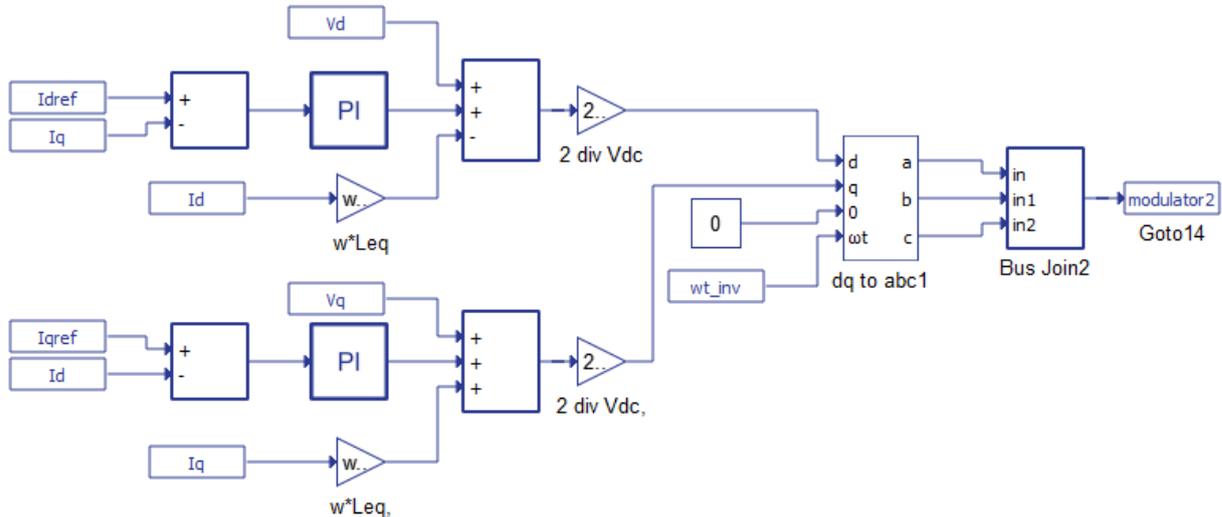


Fonte: Produção do autor

No Gráfico 3 são mostradas as tensões sintetizadas pelo inversor e filtradas juntamente com as

correntes numa carga trifásica resistiva com  $R = 0,96774 \Omega$  que drena  $50 \text{ kW}$  do inversor. É mostrada também a tensão contínua de  $600 \text{ V}$  utilizada na entrada do inversor.

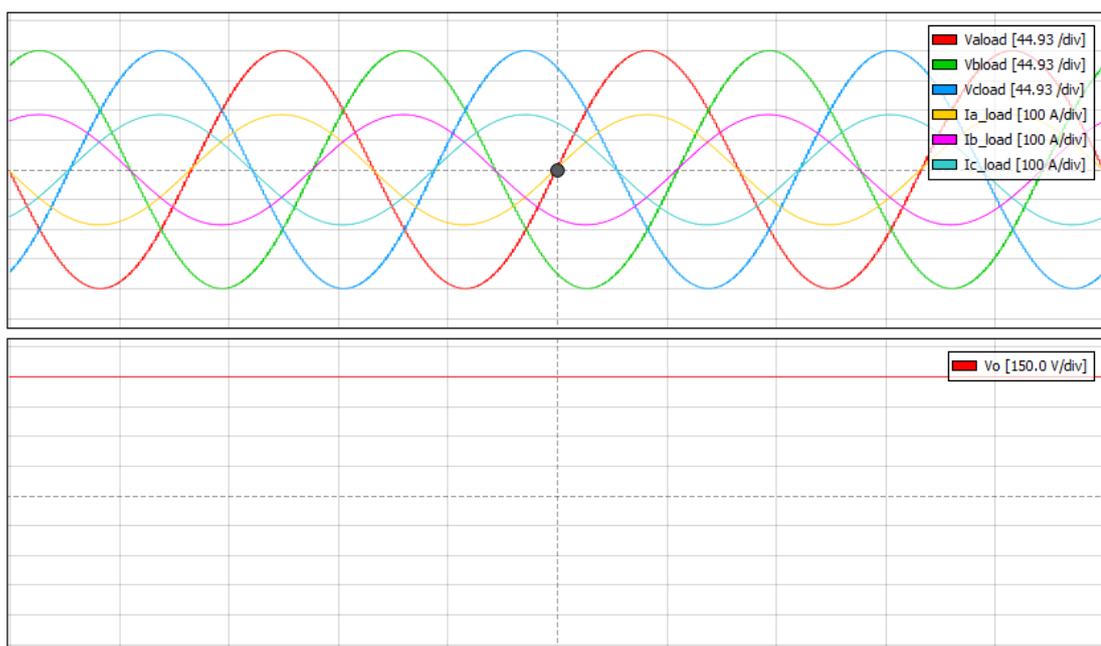
Figura 18 – Controlador de corrente do inversor implementado no *Typhoon HIL*.



Fonte: Produção do autor

Como se observa, as tensões sintetizadas possuem um valor de pico de aproximadamente  $179,72 \text{ V}$ , correspondendo a um valor eficaz de  $127 \text{ V}$ . Portanto, os ganhos calculados são capazes de manter a estabilidade do retificador em regime permanente.

Gráfico 3 – Formas de onda das tensões sintetizadas, correntes de fase da carga e tensão de alimentação do inversor.



Fonte: Produção do autor.

## 2.4 O Gerador Síncrono Virtual

O SEP é composto por diversos geradores síncronos de grande porte que possuem uma grande inércia rotacional em seus eixos, tornando possível, em conjunto com seus sistemas de controle, a absorção de perturbações que ocorrem no sistema. No entanto, o crescimento da inserção de fontes de geração não inerciais ao SEP (como, por exemplo, sistemas fotovoltaicos) pode causar problemas à estabilidade ao SEP, especialmente em eventos transientes. À medida que a penetração dessas fontes não inerciais cresce, faz-se necessário o estudo de maneiras para mitigar os problemas advindos dessa ausência de inércia.

Diante do exposto, diversos trabalhos têm sido desenvolvidos com o objetivo de conferir inércia virtual a essas fontes não-rotacionais por meio do controle dos seus conversores estáticos de potência que estão conectados à rede elétrica, de forma que contribuam para a estabilidade do SEP. A ideia básica é incorporar ao controle desses conversores uma modelagem de um gerador síncrono de modo que o controle da tensão terminal no ponto de acoplamento com a rede elétrica tenha uma dinâmica semelhante à de uma máquina síncrona. Este conceito é conhecido na literatura como VSG.

### 2.4.1 Topologias de VSG

A escolha de um modelo para a máquina síncrona virtual a ser implementada em um determinado sistema é baseada no nível de detalhamento e fidelidade necessária. Caso seja necessária uma grande fidelidade ao comportamento de uma máquina síncrona, deve ser empregado um modelo que utiliza o conjunto de equações a seguir, entre elas as duas equações mecânicas (ou equações de *swing*), dadas pelas equações (30) e (31).

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D\Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \quad (30)$$

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (31)$$

Devem ser utilizadas também o conjunto de equações diferenciais (32) a (35) que descrevem o comportamento do fluxo nos enrolamentos da máquina em regimes transientes e subtransiente.

$$T'_{d0} \dot{E}'_q = E_f - E'_q + I_d(x_d - x'_d) \quad (32)$$

$$T'_{q0} \dot{E}'_q = -E'_d - I_q(x_q - x'_q) \quad (33)$$

$$T''_{d0} \dot{E}''_q = E'_q - E''_q + I_d(x'_d - x''_d) \quad (34)$$

$$T''_{q0} \dot{E}''_d = E'_d - E''_d + I_q(x'_q - x''_q) \quad (35)$$

Além disso, são necessárias as equações (36) e (37) que calculam as tensões terminais da máquina virtual para serem utilizadas na geração dos sinais PWM e a equação (38) que calcula a potência ativa utilizada na equação de oscilação mecânica (30).

$$V_{td} = E''_d - X''_q I_q - I_d R_a \quad (36)$$

$$V_{tq} = E'_q + X''_d I_d - I_q R_a \quad (37)$$

$$P_e = E''_q I_q + E''_d I_d + (x''_d - x''_q) I_d I_q \quad (38)$$

Nas equações (30) a (38),  $T_m$  é o torque mecânico no eixo,  $T_e$  é o torque elétrico,  $D$  é a constante de amortecimento mecânica,  $\omega$  é a velocidade angular da máquina,  $P_m$  é a potência mecânica,  $P_e$  é a potência elétrica,  $J$  é o momento de inércia do eixo da máquina,  $\theta$  a posição angular do rotor,  $T'_{d0}$  e  $T'_{q0}$  são as constantes de tempo transiente de circuito aberto nos eixos  $dq$ , respectivamente,  $T''_{d0}$  e  $T''_{q0}$  são as constantes de tempo subtransiente de circuito aberto,  $x_d$  e  $x_q$  são as reatâncias síncronas,  $x'_d$  e  $x'_q$  são as reatâncias síncronas transientes,  $x''_d$  e  $x''_q$  são as reatâncias síncronas de subtransiente,  $I_d$  e  $I_q$  são as componentes de corrente nos eixos  $dq$ ,  $E'_q$  e  $E'_d$  são as componentes de tensão transiente dos eixos  $dq$ ,  $E''_d$  e  $E''_q$  são as componentes de tensão subtransiente dos eixos  $dq$ ,  $E_f$  é a tensão de excitação da máquina síncrona (CARLETTI, 2020).

O modelo completo para a máquina síncrona utilizando as equações (30) a (38) é bastante minucioso e sua implementação é mais complexa e exige um maior tempo de simulação. Por este motivo, diversos trabalhos utilizam modelos de menor ordem como por exemplo Dong, Liu, e Lv (2019), que utilizaram um modelo de terceira ordem empregando as equações (30), (31) e (32) e concluíram que o controle foi capaz de regular a frequência da tensão de saída do inversor e a potência entregue à rede mesmo sob variações da frequência da rede, contribuindo assim para a estabilidade do sistema.

Wang e Wu (2016) também utilizaram um modelo de terceira ordem e também comprovaram a eficácia do VSG para a estabilidade de uma microrrede. Para uma operação conectada à rede elétrica, foram analisados os cenários da conexão e desconexão de uma carga de 20 kW e foi mostrado que, sob essas condições, não houveram grandes variações de frequência da microrrede. A potência ativa entregue à rede também conseguiu se estabilizar no valor de referência em um tempo menor que 0,5 segundos para ambos os cenários e a tensão no barramento CC sofreu pequenas variações nos instantes de ocorrência dos eventos.

Analisando a equação (30) do ponto de vista de um gerador síncrono conectado ao SEP, em um cenário em que ocorra variações abruptas da potência elétrica o eixo do gerador irá acelerar (caso haja desconexão de cargas) ou desacelerar (caso haja conexão de cargas) até que se estabeleça um novo *setpoint* da potência mecânica no eixo do gerador a ser controlado pelo sistema governador de velocidade. Pensando em um cenário com grande penetração de sistemas de GD baseadas em fontes não inerciais, essas mudanças abruptas de carga podem correr e a variação de frequência da rede poderia assumir valores grandes, contribuindo para a desestabilização do SEP.

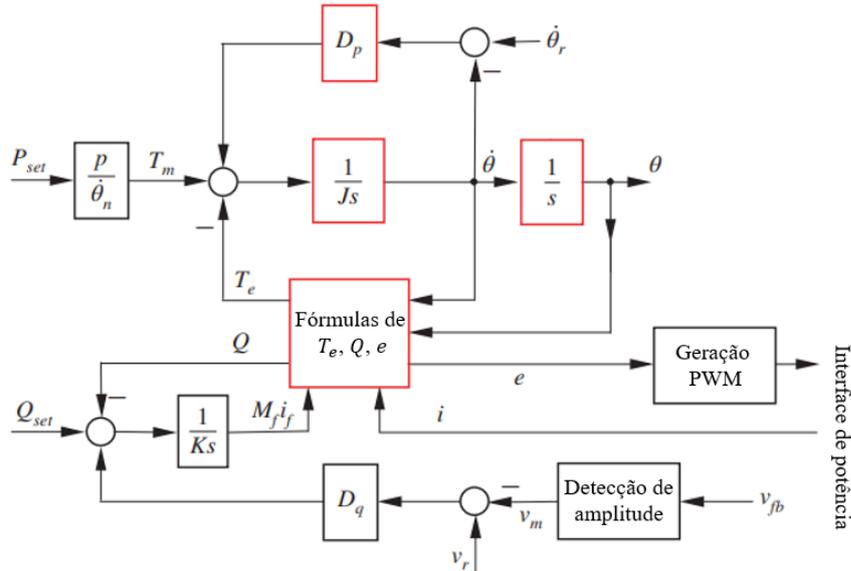
#### 2.4.2 Synchronverter

O Synchronverter é uma implementação de um controle inercial que consiste na aplicação direta das equações (30) e (31) ao sistema de controle dos conversores de potência. Na Figura 19 é ilustrado uma implementação desse tipo de controle para um inversor trifásico.

Na parte superior da Figura 19 tem-se uma malha de controle de frequência que compara a frequência angular da rede a qual o conversor está conectado, obtida por um PLL (*Phase Locked Loop*), com a velocidade angular virtual do modelo. A diferença entre esses dois valores é então transformada em um sinal de ajuste de potência através do coeficiente de *droop*  $D_q$  que irá se somar à referência de potência mecânica e ao torque elétrico, calculado por um modelo interno, para fechar a malha de controle que implementa a equação (30). O controle da tensão é realizado a partir da detecção de amplitude do ponto de acoplamento e então comparada com um valor de referência que é convertido em um sinal de ajuste de potência reativa por meio de um coeficiente de *droop*  $D_q$ . O bloco central é responsável por calcular as tensões de referência  $e$ ,

utilizadas para a geração dos pulsos PWM. Além disso, esse bloco calcula o torque elétrico e a potência reativa que são utilizadas para realimentar as malhas de controle utilizando as equações (39) a (41). A equação (42) é a equação utilizada no bloco de detecção de amplitude.

Figura 19 – Implementação de um Synchronverter para um inversor trifásico.



Fonte: Zhong (2020)

Nota: Adaptado pelo autor.

$$T_e = pM_f I_f \langle i, s\tilde{n} \theta \rangle \quad (39)$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f I_f \langle i, c\tilde{o}s \theta \rangle \quad (40)$$

$$e = \dot{\theta} M_f I_f s\tilde{n} \theta \quad (41)$$

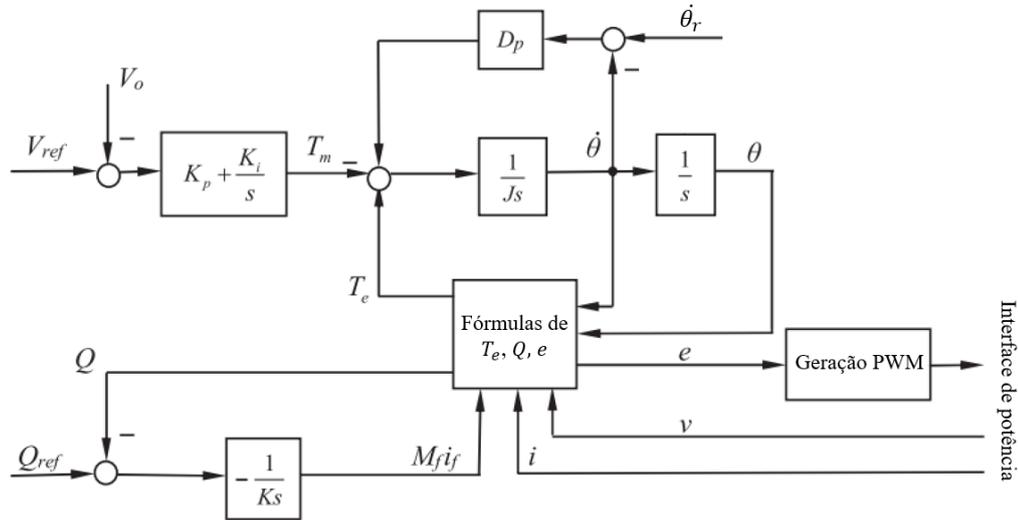
$$V_m = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{-(v_a v_b + v_b v_c + v_c v_a)} \quad (42)$$

Sendo  $p$  o número de par de polos por fase,  $M_f I_f$  representa a excitação da máquina virtual,  $i$  são as correntes de saída do inversor,  $\theta$  é a referência angular e  $v_a$ ,  $v_b$  e  $v_c$  são as tensões no ponto de acoplamento com a rede.

O conceito da inserção de inércia virtual também se aplica ao controle de retificadores e nesse caso é denominado motor síncrono virtual (VSM, do inglês *virtual synchronous motor*). Na Figura 20 é trazida uma implementação para um retificador trifásico retirada de Zhong (2020) e o modelo é muito similar ao apresentado na Figura 19 para o caso de um inversor. Nessa implementação, a tensão do *link* CC é comparada com um valor de referência para gerar um

signal de controle correspondente ao torque mecânico requerido pelo motor síncrono virtual. As fórmulas para o cálculo de  $T_e$ ,  $Q$  e  $e$  são dadas nas equações (43) a (45).

Figura 20 – Implementação de um Synchronverter para um retificador trifásico.



Fonte: Zhong (2020)  
Nota: Adaptado pelo autor.

$$T_e = M_f I_f \langle i, \widehat{s} \tilde{n} \theta \rangle \quad (43)$$

$$Q = \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b + (v_a - v_b)i_c] \quad (44)$$

$$e = \dot{\theta} M_f I_f \widehat{s} \tilde{n} \theta \quad (45)$$

Uma das vantagens do VSG e VSM é que as variáveis utilizadas no controle ( $D_p$ ,  $D_q$ ,  $J$  e  $K$ ) podem ser adaptadas de acordo com as necessidades de cada projeto, uma vez que não estão atreladas aos parâmetros construtivos, como é o caso de uma máquina síncrona real. Zhong (2020) fornece um procedimento para obtenção dessas variáveis sintetizado pelas equações (46) a (49).

$$D_p = \frac{\Delta T}{\Delta \dot{\theta}} = \frac{\Delta T}{T_{mn}} \frac{\dot{\theta}_n}{\Delta \dot{\theta}} \frac{T_{mn}}{\dot{\theta}_n} \quad (46)$$

$$J = D_p \tau_f \quad (47)$$

$$D_q = \frac{\Delta Q}{\Delta V} = \frac{\Delta Q}{Q_n} \frac{V_n}{\Delta V} \frac{Q_n}{V_n} \quad (48)$$

$$K = \dot{\theta}_n D_q \tau_v \quad (49)$$

Com a equação (46), obtém-se  $D_p$  definindo a variação de frequência desejada para uma determinada variação de torque, sendo  $T_{mn}$  o torque nominal da máquina virtual dado pela divisão entre a potência ativa de referência e a velocidade nominal mecânica. O momento de inércia é definido com base em  $D_p$  e da constante de tempo da malha de frequência  $\tau_f$ , de acordo com a equação (47). Para obter  $D_q$ , define-se a variação de potência reativa requerida para uma determinada variação da tensão terminal  $e$ , para esse cálculo, utiliza-se como a potência reativa nominal  $Q_n$  o valor da potência ativa de referência. Por fim,  $K$  é obtido pela equação (49) definindo-se o valor da constante de tempo do *loop* do controle de tensão  $\tau_v$ .

#### 2.4.2.1 Retificador com controle VSM

Nessa subseção e na subseção a seguir são mostrados os controles dotados de inércia virtual para um retificador e inversor trifásico, respectivamente, que serão utilizados posteriormente na realização das simulações com o SST. Serão apresentados os diagramas de blocos para a implementação dos controles, bem como os procedimentos para os cálculos das variáveis necessárias para a implementação da máquina síncrona virtual e as considerações feitas a partir desses ganhos e a necessidade de modificação dos mesmos.

O controle do retificador é feito pela implementação do diagrama de blocos apresentado na Figura 20 com a utilização de um bloco de programação em linguagem C para a realização do cálculo das variáveis  $T_e$ ,  $Q$  e  $e$ . A partir das equações (46) a (49), calcula-se as variáveis necessárias para a implementação desse controle e os resultados estão mostrados na Tabela 5, bem como as devidas variáveis consideradas para a realização dos cálculos.

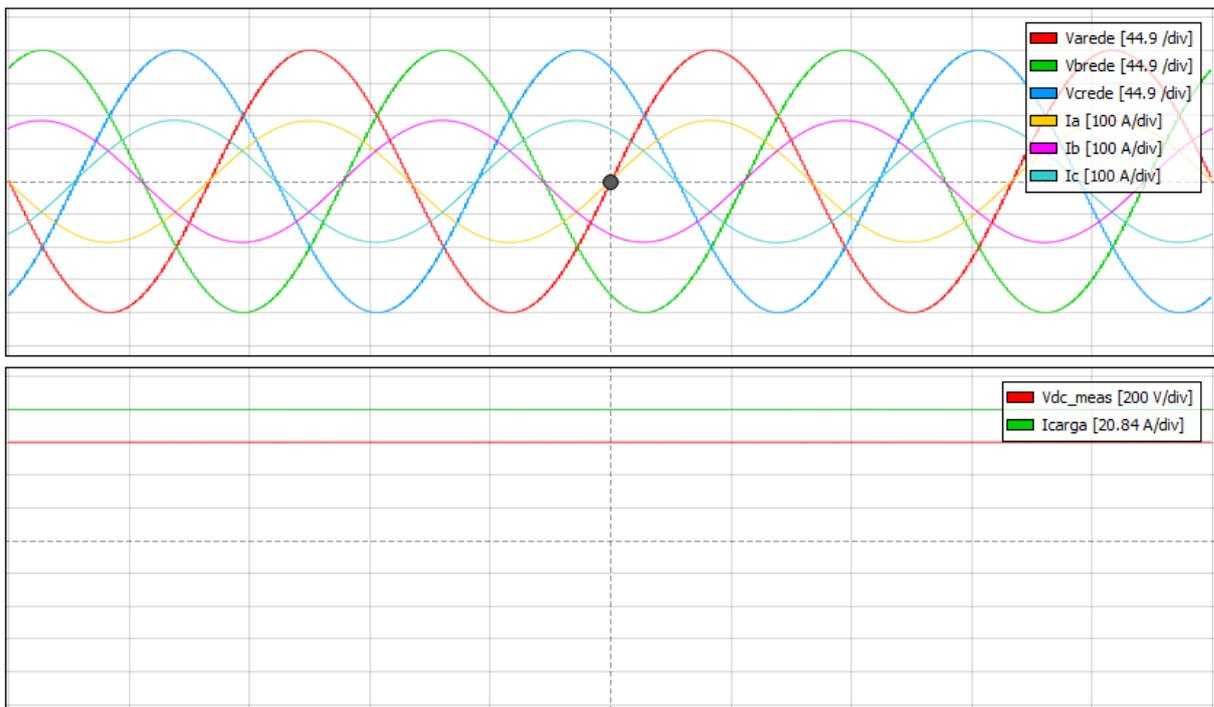
Na Figura 21 é mostrada a implementação no *Typhoon HIL* do diagrama de controle da Figura 20 com os valores presentes na Tabela 5. O esquemático do retificador utilizado para simulação é o mesmo da Figura 11.

O bloco “Controle Retificador”, mostrado na Figura 21, contém as equações (43) a (45), implementadas na linguagem C. As tensões de referência “Vrefa\_r”, “Vrefb\_r”, “Vrefc\_r” são calculadas com a equação (45) e utilizadas na geração dos sinais PWM para o disparo das chaves do retificador.



No Gráfico 4 são trazidas as formas de onda das tensões e correntes de fase da rede de alimentação do retificador juntamente com a tensão e corrente na carga resistiva de  $7,2 \Omega$ , escolhida para dissipar uma potência de  $50 \text{ kW}$ . Como se observa, o controle em regime permanente funciona satisfatoriamente, mantendo as correntes de entrada senoidais e em fase com as tensões e estabilizando a tensão na carga em seu valor de referência de  $600 \text{ V}$ . O resultado apresentado é igual ao apresentado no Gráfico 2 para o controle não inercial.

Gráfico 4 – Formas de onda das tensões e correntes de fase da rede e tensão e corrente na carga do retificador.



Fonte: Produção do autor.

#### 2.4.2.2 Inversor com controle VSG

O controle do inversor é feito pela implementação do diagrama da Figura 19 com as referências de potência ativa e reativa zeradas. Na Figura 22 é mostrada a implementação realizada em que as equações (39) a (42) estão contidas dentro do bloco “Controle Inversor”. Inicialmente o inversor foi simulado com os parâmetros  $D_q$ ,  $J$ ,  $D_q$  e  $K$  da Tabela 5, porém, notou-se que as tensões sintetizadas não conseguiram obter o valor eficaz de  $127 \text{ V}$  e, além disso, a frequência ficou em torno de  $56,5 \text{ Hz}$ . Uma das vantagens do controle VSG é a liberdade de se manipular as constantes envolvidas no controle uma vez que as mesmas não estão atreladas à uma máquina síncrona real. Sendo assim, diante do problema mencionado e dessa flexibilidade proporcionada

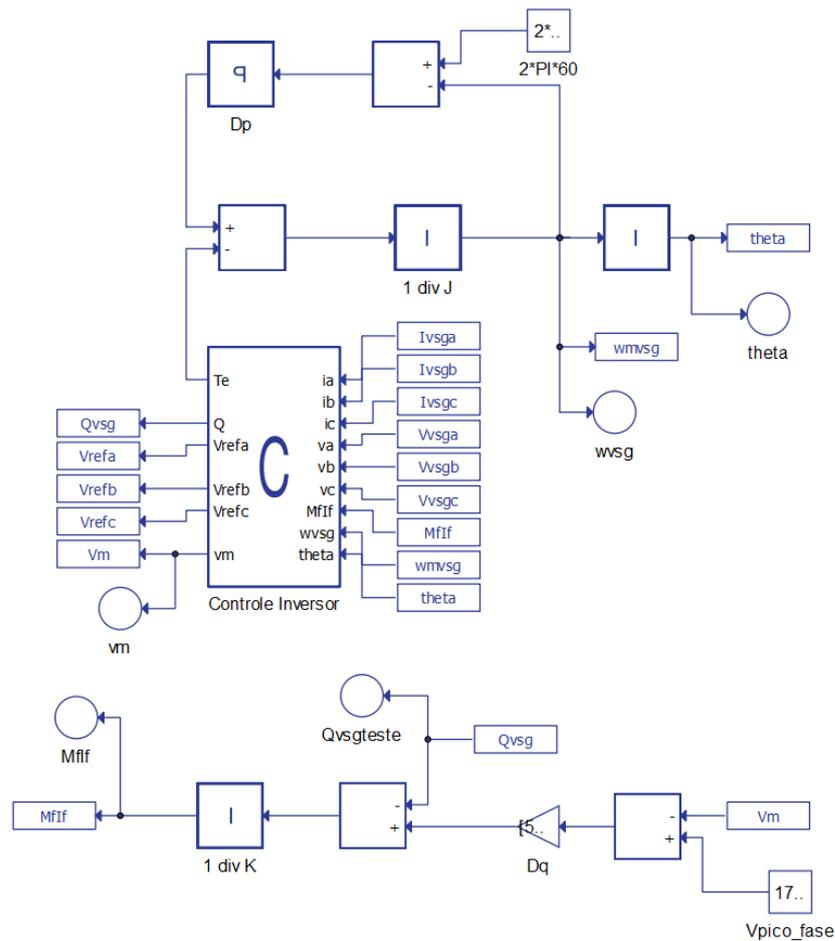
pelo controle VSG, os ganhos  $D_p$  e  $J$  foram aumentados em quatro mil vezes e o ganho  $D_q$  e  $K$  em dez vezes. Os parâmetros da máquina síncrona virtual do inversor são dados na Tabela 6.

Tabela 6 – Parâmetros da máquina síncrona virtual do inversor.

Ganho	Valor
$D_p$	28144
$J$	56
$D_q$	55677,70
$K$	419809,85

Fonte: Produção do autor.

Figura 22 – Controle VSG do inversor implementado no *Typhoon HIL*.



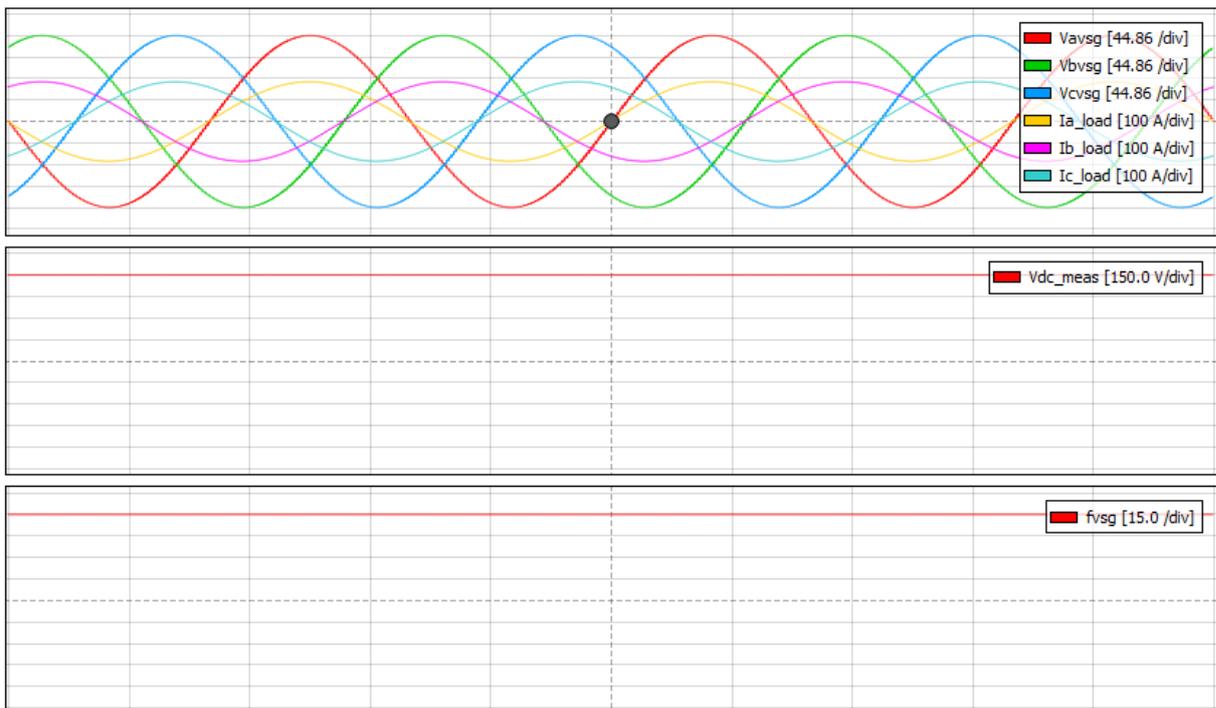
Fonte: Produção do autor

O esquemático do inversor utilizado na simulação é o mesmo da Figura 16 e no Gráfico 5 são mostradas as formas de onda das tensões sintetizadas pelo inversor, as correntes na carga resistiva, a tensão contínua de alimentação do inversor e a frequência da tensão gerada. Com os

ajustes realizados nos parâmetros da máquina síncrona foi possível sintetizar tensões trifásicas com o valor eficaz de  $127\text{ V}$  e frequência  $60\text{ Hz}$ .

No capítulo seguinte, os controles convencionais das seções 2.2.3 e 2.3 e os controles com inércia virtual das seções 2.4.2.1 e 2.4.2.2 serão aplicados à topologia de SST definida na seção 2.1.4 e será discutido o desempenho em regime transiente para o SST com ambos os controles.

Gráfico 5 – Formas de onda das tensões sintetizadas, correntes da carga, tensão do *link* CC e frequência da tensão na carga com o controle VSG.

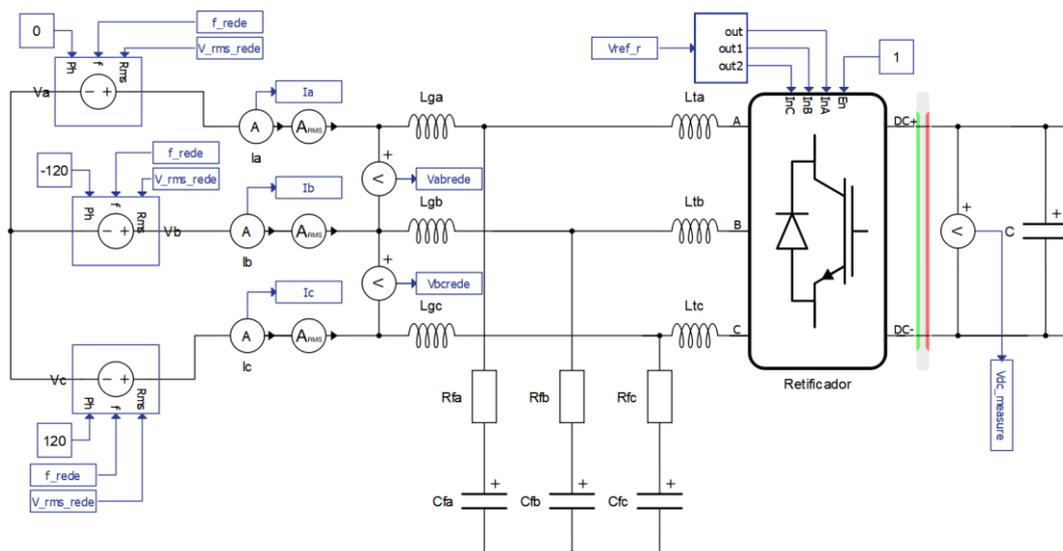


Fonte: Produção do autor.

### 3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

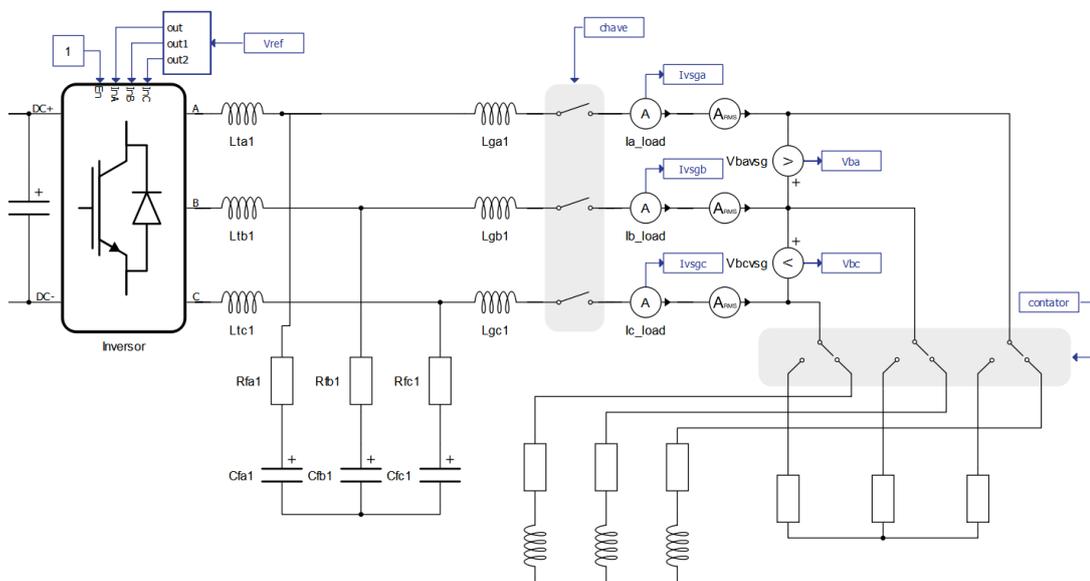
Este capítulo apresenta as simulações para o SST da seção 2.1.4 utilizando dois controles distintos: o primeiro é o controle não inercial para o retificador e inversor, que foram expostos nas seções 2.2.3.2 e 2.3.1; o segundo é o controle com incorporação da inércia virtual, abordado nas seções 2.4.2.1 e 2.4.2.2. O esquemático do SST implementado no *Typhoon HIL* é mostrado nas Figura 23 e Figura 24, dividido em duas partes para melhor visualização.

Figura 23 – Esquemático do SST implementado no *Typhoon HIL* (parte 1).



Fonte: Produção do autor

Figura 24 – Esquemático do SST implementado no *Typhoon HIL* (parte 2).



Fonte: Produção do autor

Os quatro cenários analisados foram:

- Um afundamento de tensão de 0,3 pu;
- Uma queda de 1 Hz na frequência da rede de alimentação do retificador;
- Troca de uma carga de 50 kW para uma de 25 kVA com fator de potência igual a 0,8 indutivo;
- Troca de uma carga de 25 kVA com fator de potência igual a 0,8 indutivo para uma de 50 kW.

Para viabilizar a ocorrência desses eventos, foram utilizadas três fontes de tensão controladas para alimentar o SST, como se observa à esquerda da Figura 23. Utilizando um bloco de programação em linguagem C, disponível no *Typhoon HIL*, é possível determinar um instante de tempo para que os valores da frequência e tensão dessas fontes se alterem. Para os cenários de troca de carga, foi utilizado um contator cujo sinal de controle também é definido pelo bloco de programação em C mencionado.

Os filtros LCL utilizados são idênticos e os valores dos seus componentes se encontram na Tabela 1. O valor da capacitância do *link* CC é  $C_{ret}$ , contido na Tabela 2. O valor nominal da tensão eficaz da fonte é 127 V e o mesmo valor é desejado para a carga, ou seja, o SST possui relação de transformação unitária, conforme já mencionado. A carga resistiva (carga 1) utilizada é  $R_l = 0,96774 \Omega$  por fase e a carga RL (carga 2) é  $Z_l = 1,5484 + j1,1613 \Omega$  por fase.

Na Tabela 5 são mostrados os valores da máquina síncrona virtual tomada como base e já foi mencionado anteriormente que os ganhos do inversor necessitaram de uma modificação em relação aos valores contidos na Tabela 5. Durante a realização das simulações, foi percebido que a utilização de um ganho  $D_p$  e  $K$  dez vezes menor para o retificador era interessante do ponto de vista da resposta transiente aos distúrbios que serão apresentados nas próximas seções. Sendo assim, na Tabela 7 são mostrados os ganhos que foram utilizados nas simulações tanto para o retificador quanto para o inversor para o controle com inércia virtual.

Para o controle não inercial não houve necessidade de modificação nem do controle do retificador (Figura 12 com parâmetros da Tabela 2) e nem do inversor (Figura 17 e Figura 18 com parâmetros da Tabela 3 e Tabela 4).

Tabela 7 – Parâmetros da máquina síncrona virtual do retificador e inversor utilizados na simulação.

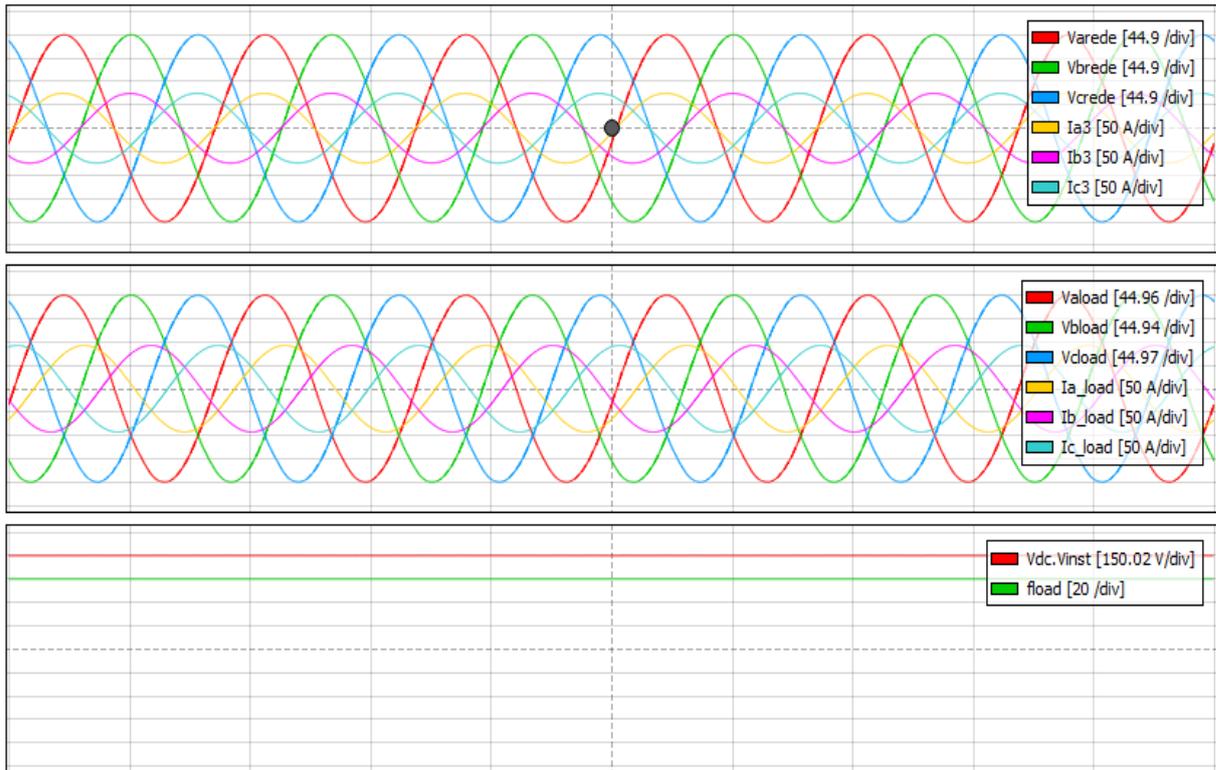
<b>Ganho</b>	<b>Retificador</b>	<b>Inversor</b>
$D_p$	0,7036	28144
$J$	0,0014	56
$D_q$	–	55677.7
$K$	41980,985	419809,85

Fonte: Produção do autor.

Nas próximas seções serão abordadas as simulações de eventos transitórios realizadas para o SST com o controle não inercial e com o controle dotado de inércia virtual. As variáveis a serem observadas são: as tensões e correntes de fase na carga; a frequência da tensão na carga e na rede; a tensão sobre o capacitor do *link* CC; as tensões e correntes de fase a rede.

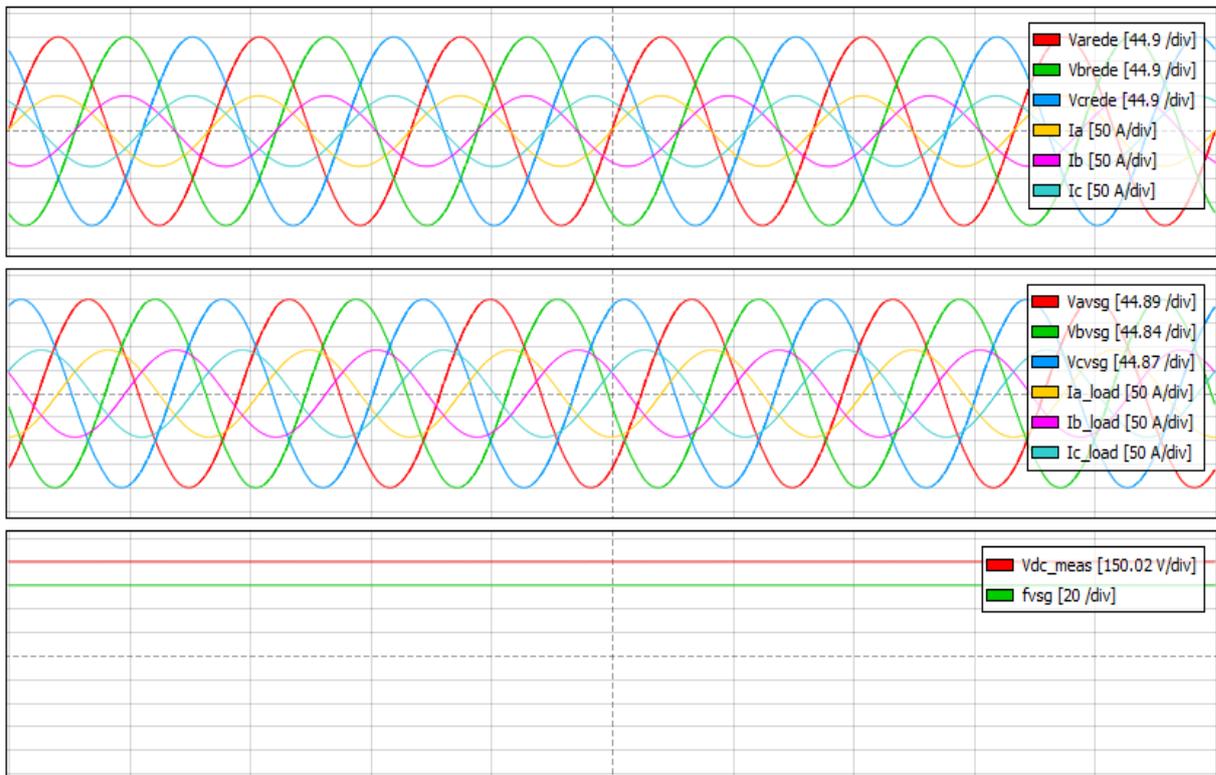
No entanto, é pertinente mostrar que o SST com ambos os controles adotados é funcional em regime permanente, regulando a tensão do *link* CC no valor de referência de 600 V, mantendo o fator de potência de entrada unitário, o valor eficaz da tensão de fase na carga em 127 V e a frequência da tensão na carga em 60 Hz. Nos Gráfico 6 e Gráfico 7 são mostradas as variáveis de interesse, em regime permanente, para a carga 2 com o controle não inercial e controle VSG, respectivamente. Como se observa em ambas, mesmo com uma carga indutiva conectada ao transformador, o fator de potência de entrada é unitário.

Gráfico 6 – Formas de onda de interesse para a simulação do SST com controle não inercial.



Fonte: Produção do autor.

Gráfico 7 – Formas de onda de interesse para a simulação do SST com controle VSG.



Fonte: Produção do autor.

### 3.1 Afundamento de Tensão de 0,3 pu

Com o bloco de programação em C mencionado anteriormente, foi definido um afundamento da tensão de entrada de 30% com duração de 1,5 s e posterior reestabelecimento para o valor nominal. O afundamento é realizado em um instante em que o SST está operando em regime permanente com a carga de 50 kW conectada.

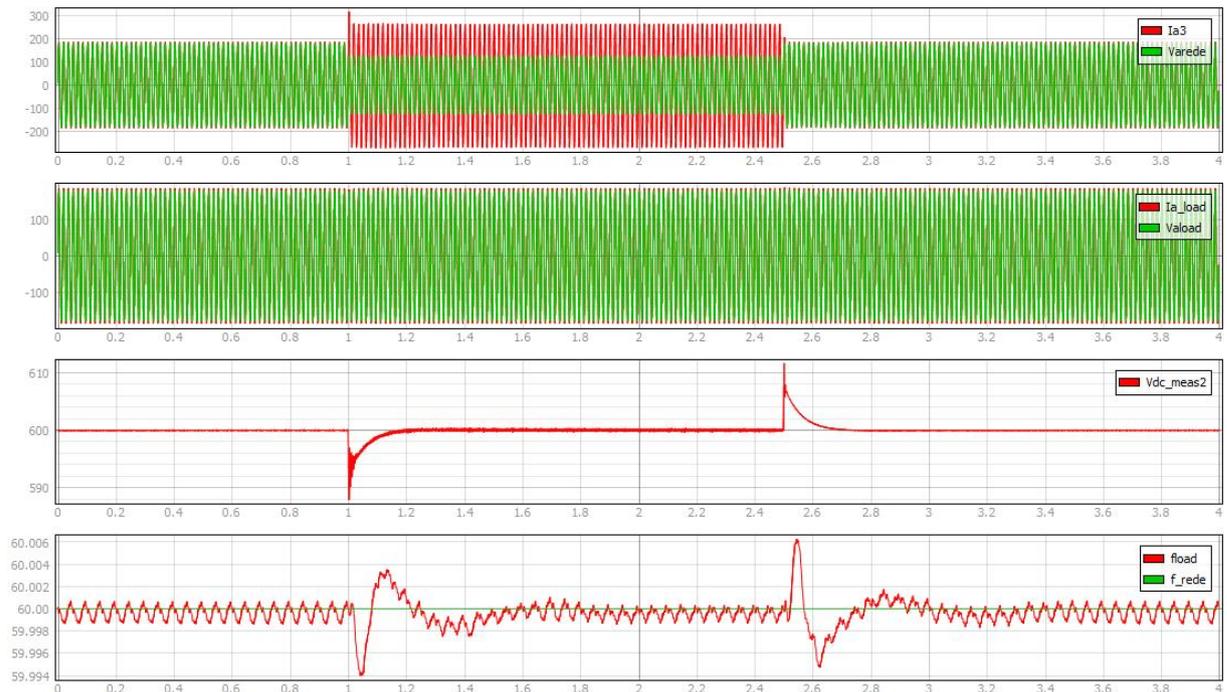
No Gráfico 8 é mostrado o resultado da simulação com o controle não inercial. Em  $t = 1$  s ocorre o afundamento de tensão de 0,3 pu com o reestabelecimento para valor nominal em  $t = 2,5$  s. Para facilitar a visualização das formas de onda, foram mostradas apenas as correntes e tensões da fase A na carga e na rede. O comportamento para as demais fases é semelhante, porém, foi na fase A que se obteve o maior pico de corrente em  $t = 1$  s.

No Gráfico 9 é mostrado o resultado da simulação com o controle VSG e na Tabela 8 apresentados os dados referentes às simulações com ambos os controles. Os valores de referência são os valores que idealmente a variável deveria assumir em um determinado período. Por exemplo, quando a tensão da rede sofre uma redução de 30% as correntes drenadas da rede devem aumentar de forma proporcional, de modo a entregar a mesma potência ativa para a carga.

Nota-se que em  $t = 1$  s, para o controle com VSG, as correntes de entrada assumem valores transitórios muito elevados, ainda que por um curto intervalo de tempo. Para o controle não inercial, há uma sobrecorrente, porém, consideravelmente menor em comparação com o controle VSG. Em  $t = 2,5$  s, com o reestabelecimento do valor nominal da tensão da rede, também se notam sobrecorrentes, novamente, mais críticas para o controle VSG. No entanto, uma vantagem do controle VSG pode ser mencionada para esse cenário: o amortecimento observado para as correntes drenadas da rede, tanto para o instante de afundamento quanto o de reestabelecimento, sofrendo transições mais suaves e lentas.

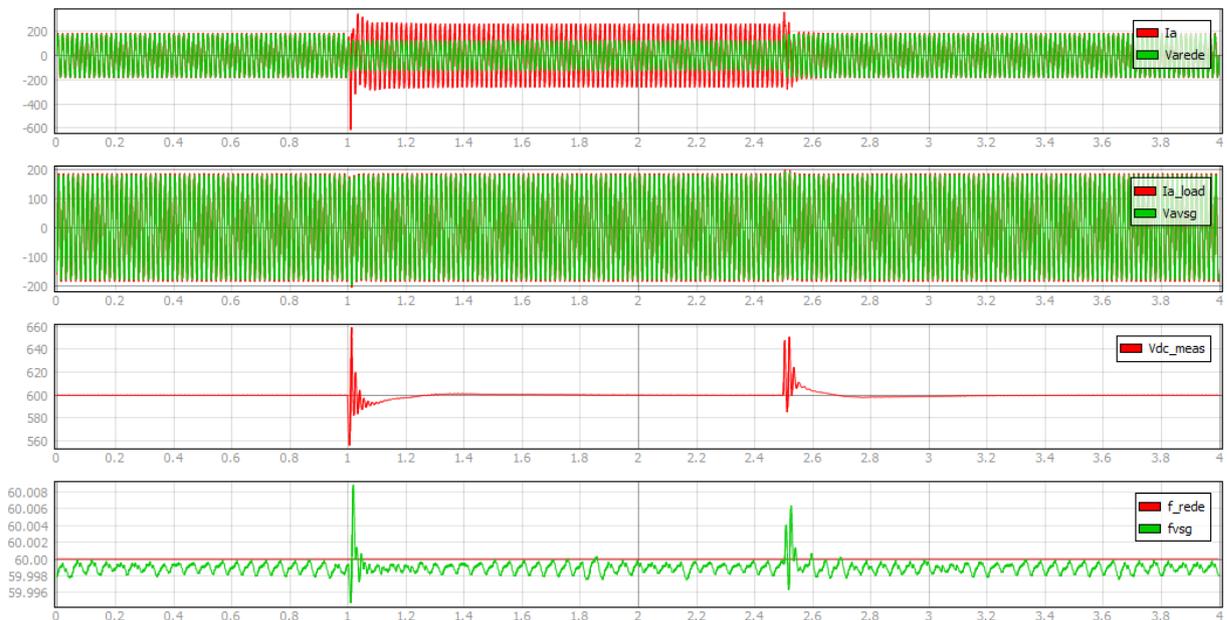
As correntes e tensões na carga, em geral, não sofrem grandes variações. Porém, o controle não inercial apresenta valores de desvios menores. A frequência da tensão na carga sofre variações pequenas e aproximadamente iguais em ambos os controles. No entanto, nota-se que o controle VSG consegue estabilizar a frequência com maior rapidez, em torno de oito vezes mais rápido.

Gráfico 8 – Simulação do afundamento de tensão com o controle não inercial.



Fonte: Produção do autor.

Gráfico 9 – Simulação do afundamento de tensão com o controle VSG.



Fonte: Produção do autor.

A tensão no *link* CC também apresentou maiores desvios com o controle VSG, excedendo o valor de referência em torno de 10%. Ambos os controles foram capazes de regular a tensão em 600 V após o afundamento e após o reestabelecimento da tensão de entrada.

Tabela 8 – Dados das simulações do afundamento de tensão.

		REDE			CARGA				Link CC	
		Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	f [Hz]	Vdc [V]	
COM VSG	1 < t < 2,5 s	Max	348,21	644,64	398,89	179,82	186,27	187,54	60,008822	659,29
		Min	-614,91	-309,33	-443,52	-198,65	-179,39	-180,73	59,994736	556,11
		Ref	264,83			179,61			60,000000	600
		Desv.	350,08	379,81	178,69	19,04	6,66	7,93	0,008822	59,29
	t > 2,5 s	Max	362,19	198,48	381,26	191,83	179,49	180,38	60,006393	651,02
		Min	-277,98	-404,11	-192,95	-179,11	-189,44	-181,99	59,996300	585,18
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Desv.	176,60	218,52	195,67	12,22	9,83	2,38	0,006393	51,02
SEM VSG	1 < t < 2,5 s	Max	316,52	290,39	280,00	180,37	180,40	180,39	60,003536	600,51
		Min	-271,46	-289,48	-272,02	-179,88	-179,84	-179,85	59,994015	587,37
		Ref	264,83			179,61			60,000000	600
		Desv.	51,69	25,56	15,17	0,76	0,79	0,78	0,003536	12,63
	t > 2,5 s	Max	205,67	190,74	279,12	181,81	181,40	181,21	60,006268	611,64
		Min	-187,43	-289,43	-185,88	-180,91	-180,64	-181,42	59,994710	599,77
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Desv	20,08	103,84	93,53	2,20	1,79	1,81	0,006268	11,64

Fonte: Produção do autor.

Em resumo, para um afundamento de tensão de  $0,3 pu$ , o controle VSG implementado exige maiores correntes de entrada, porém, apresenta um maior amortecimento propiciado pela inércia virtual. O controle VSG é pior que o controle não inercial na questão da regulação de tensão na carga durante os eventos, mas não se caracteriza como um cenário crítico uma vez que a variação é pequena e por um instante de tempo curto. A tensão no link CC possui uma maior variação no controle VSG e o tempo de estabilização da mesma é similar em ambos os controles. A frequência da tensão na carga possui valores de desvios próximos em ambos os casos, porém, o controle VSG apresenta a vantagem de conseguir estabilizá-la em torno de oito vezes mais rápido.

### 3.2 Afundamento da frequência da rede de 1 Hz

A queda de 1 Hz na frequência da fonte de alimentação foi definida para ocorrer em  $t = 1$  s, durar 1,5 s e se reestabelecer no seu valor de 60 Hz em  $t = 2,5$  s. No Gráfico 10 são apresentados os gráficos das variáveis para o controle não inercial e o Gráfico 11 é referente à simulação com o controle VSG. É importante destacar o comportamento da frequência da tensão da rede que não muda instantaneamente de valor em  $t = 1$  s e  $t = 2,5$  s, apesar de assim ter sido determinado.

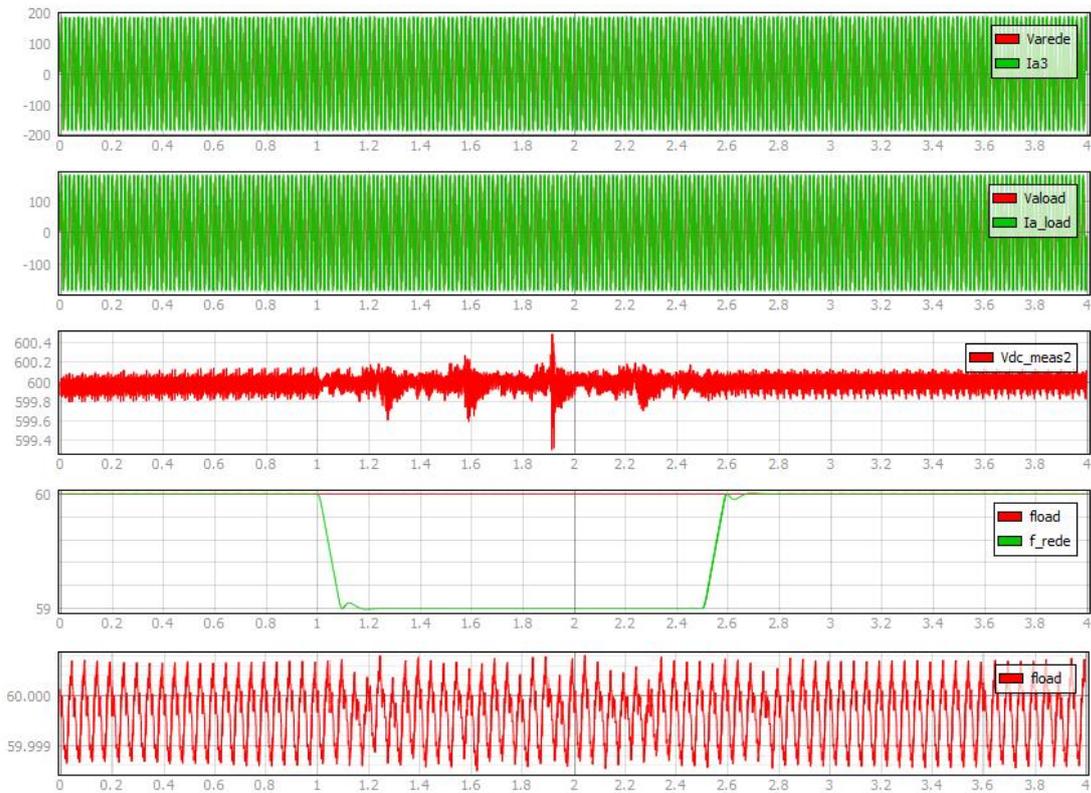
Analisando o Gráfico 10 e o Gráfico 11, percebe-se que a queda da frequência da rede não causa sobrecorrentes ou sobretensões significativas nem na carga e nem na rede. Para ambos os controles a frequência da tensão na carga aparenta não sofrer influência da queda na frequência da tensão da rede. Quanto à tensão do *link* CC, o controle não inercial apresenta uma menor variação em relação ao controle VSG, que apresenta variações de  $\pm 6V$  (1% do valor de referência).

Na Tabela 9 são sintetizados os dados das simulações. Nota-se que as correntes de entrada apresentam desvios semelhantes para o intervalo  $1 < t < 2,5$  s mas para  $t > 2,5$  s o controle VSG apresenta desvios maiores, sendo o maior valor em torno de 10% para a corrente da fase B. O mesmo ocorre com as tensões na carga, mas apesar dos desvios serem maiores para o VSG, o maior desvio foi 0,72% na tensão da fase B.

A variação de frequência foi menor que 0,01% em todos os casos. Quanto à tensão do *link* CC, o maior desvio (1,02%) foi para o controle VSG no primeiro intervalo de tempo. Para o controle não inercial, o maior desvio foi de 0,12%.

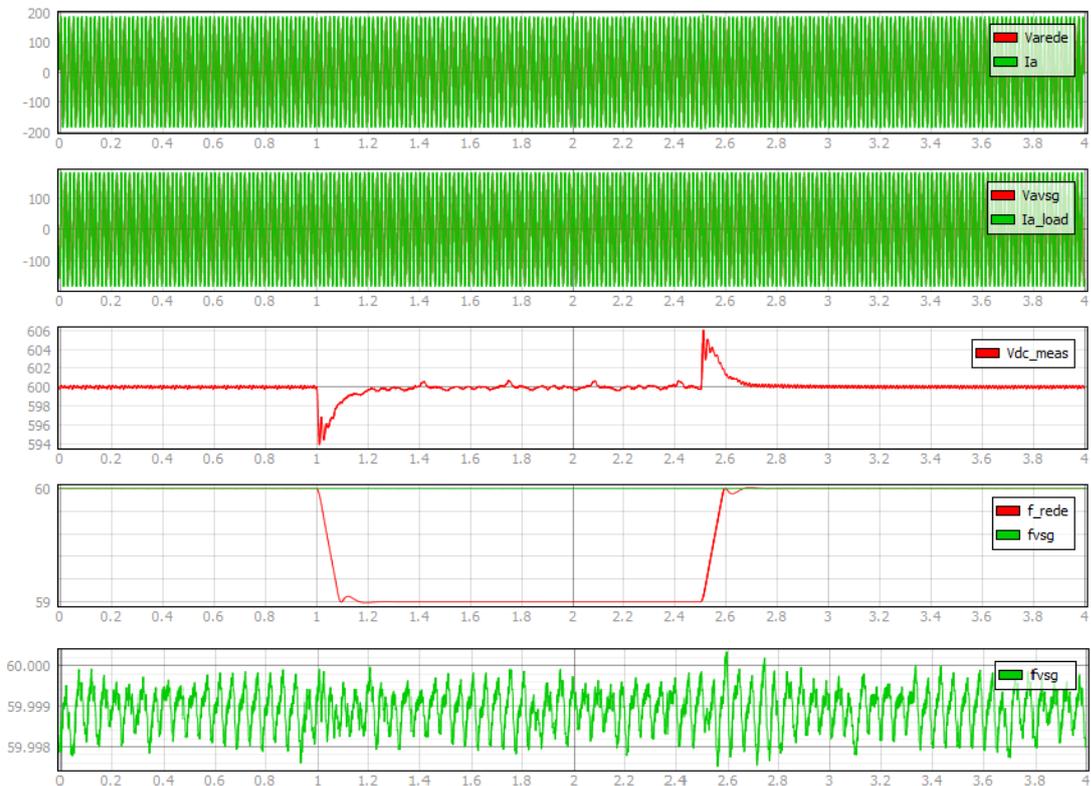
Em suma, ambos os controles conseguem manter satisfatoriamente a tensão na carga na frequência e valor desejado. O ponto negativo a se destacar é a sobrecorrente de 10% para o controle VSG, mencionada anteriormente.

Gráfico 10 – Simulação do afundamento de frequência com o controle não inercial.



Fonte: Produção do autor.

Gráfico 11 – Simulação do afundamento de frequência com o controle VSG.



Fonte: Produção do autor

Tabela 9 – Dados das simulações do afundamento de frequência.

			REDE			CARGA				Link CC
			Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	f [Hz]	Vdc [V]
COM VSG	1 < t < 2,5 s	Max	186,98	186,21	191,23	179,72	179,77	179,79	59,999985	600,75
		Min	-185,78	-190,77	-186,47	-179,30	-179,26	-179,28	59,997776	593,87
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Des	1,39	5,18	5,64	0,11	0,16	0,18	0,00222	6,13
	t > 2,5 s	Max	192,77	186,22	201,92	179,77	180,90	180,14	60,000340	606,06
		Min	-190,99	-204,32	-186,39	-180,29	-179,27	-179,95	59,997414	599,72
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Des	7,18	18,73	16,33	0,68	1,29	0,53	0,00259	6,06
SEM VSG	1 < t < 2,5 s	Max	189,72	190,04	189,00	179,79	179,80	179,77	60,000816	600,49
		Min	-188,86	-189,45	-187,38	-179,40	-179,41	-179,37	59,998490	599,3
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Des	4,13	4,45	3,41	0,18	0,19	0,16	0,00151	0,70
	t > 2,5 s	Max	187,58	187,44	187,83	179,75	179,76	179,74	60,000760	600,13
		Min	-187,58	-187,97	-187,67	-179,38	-179,37	-179,34	59,998543	599,8
		Ref	185,59			179,61			60,000000	600
		Des	1,99	2,38	2,24	0,14	0,15	0,13	0,00146	0,20

Fonte: Produção do autor.

### 3.3 Troca de Carga: Carga 1 Para Carga 2

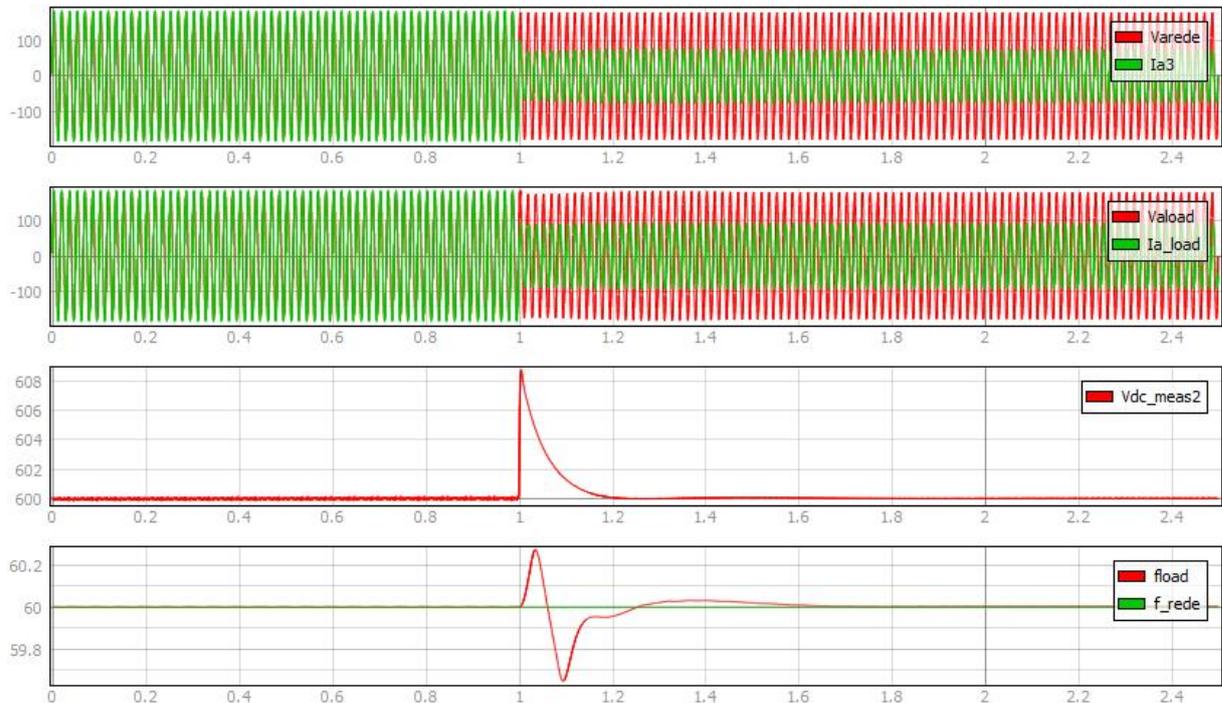
Para ambas as simulações de troca de carga, a mudança ocorre em  $t = 1$  s. O Gráfico 12 é referente à simulação para o controle não inercial e o Gráfico 13 ao controle VSG.

Na Tabela 10 são apresentados os dados da simulação e é importante destacar que, embora apresente grandes desvios para as correntes da rede, os mesmos ocorrem, pois, após  $t = 1$  s, a corrente drenada da rede não varia sua amplitude instantaneamente.

O desvio máximo de frequência observado para ambos os controles é similar, porém maior para o controle não inercial. A diferença observada entre a variação máxima e mínima na frequência

da tensão da carga para o controle VSG foi de  $0,51 \text{ Hz}$  e para o controle não inercial de  $0,62 \text{ Hz}$ . Além disso, nota-se que o controle VSG consegue estabilizar a frequência em torno de três vezes mais rápido que o controle não inercial.

Gráfico 12 – Simulação da troca de carga 1 para carga 2 com o controle não inercial.

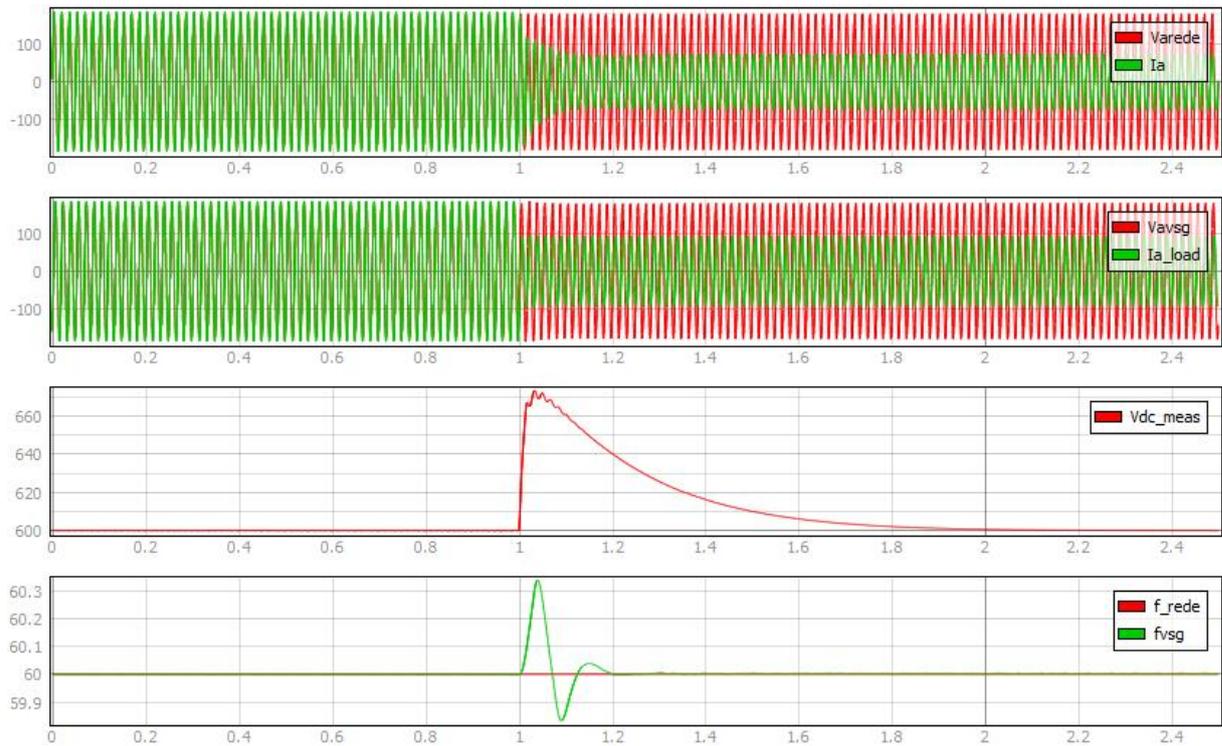


Fonte: Produção do autor.

A tensão no *link* CC se estabiliza muito mais rápido com o controle não inercial (cerca de quatro vezes mais rápido) e também sofre uma menor variação (1,46% contra 12,23% com o controle VSG).

Em relação às correntes drenadas da rede, observa-se no Gráfico 13 que no instante da troca de carga a corrente não se reduz abruptamente, mas sim é amortecida até atingir o novo valor esperado. Tal fato é consequência da inércia virtual contida neste controle. O mesmo comportamento não é observado no controle não inercial pois, como visto no Gráfico 12, no instante da troca de carga a corrente drenada da rede se reduz de forma praticamente instantânea.

Gráfico 13 – Simulação da troca de carga 1 para carga 2 com o controle VSG.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 10 – Dados das simulações da troca de carga 1 para carga 2.

		REDE			CARGA				Link CC	
		Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	f [Hz]	Vdc [V]	
COM VSG	t > 1 s	Max	175,57	152,58	169,66	184,43	186,01	223,05	60,339165	673,36
		Min	-167,10	-185,98	-155,61	-185,98	-185,31	-183,78	59,832710	599,87
		Ref.	92,80			179,61			60,000000	600
		Desv.	82,77	93,18	76,86	6,37	6,40	43,44	0,339165	73,36
SEM VSG	t > 1 s	Max	101,68	78,26	157,01	185,97	183,69	183,54	60,272953	608,77
		Min	-78,05	-182,41	-78,07	-183,22	-223,99	-183,37	59,647020	599,91
		Ref.	92,80			179,61			60,000000	600
		Desv.	8,88	89,61	64,21	6,36	44,38	3,93	0,35298	8,77

Fonte: Produção do autor.

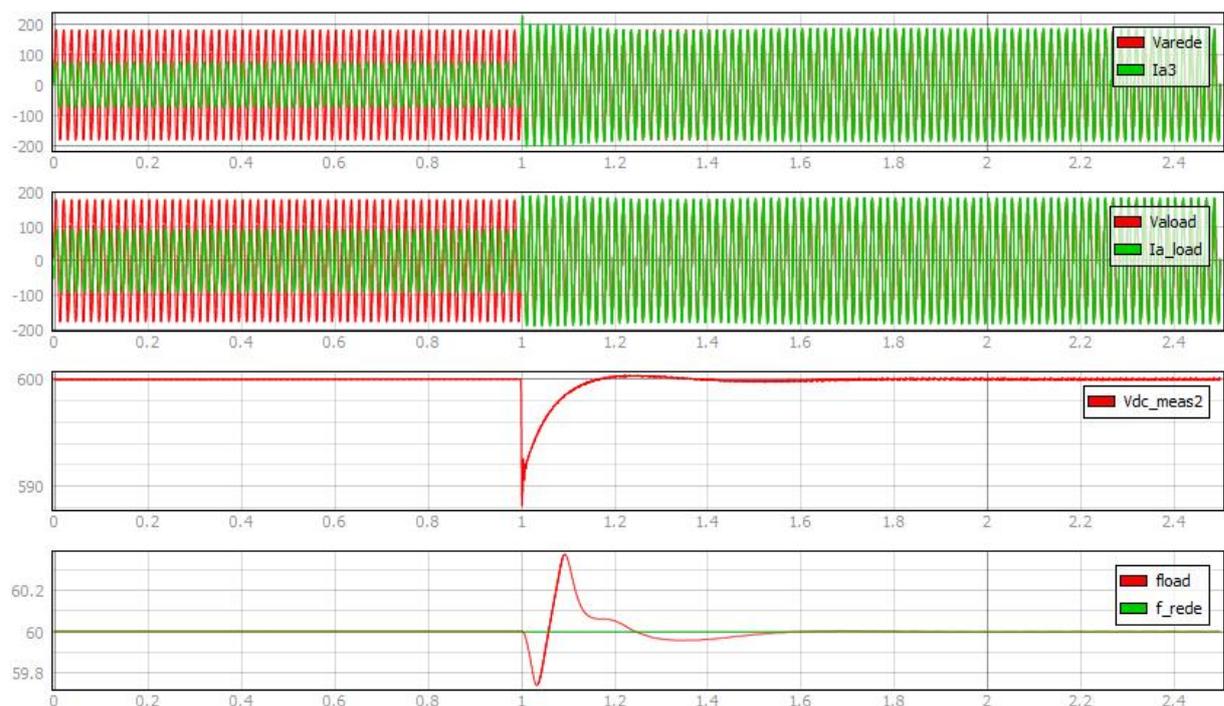
### 3.4 Troca de Carga: Carga 2 Para Carga 1

No Gráfico 14 é mostrado o resultado da simulação com o controle não inercial e no Gráfico 15 com o controle VSG. A Tabela 11 contém os dados das simulações.

Com o controle não inercial, no instante da troca de carga ocorre uma sobrecorrente de entrada com um valor 21,66% acima do esperado. O controle não inercial apresentou maiores valores de sobrecorrentes em todas as fases. O mesmo se aplica às tensões na carga que apresentaram um desvio máximo de 3,68% com o controle não inercial. Além disso, com o controle VSG a corrente drenada da rede apresenta uma transição mais suave para o novo valor demandado, assim como no caso da troca da carga 1 para carga 2, por conta da inércia virtual.

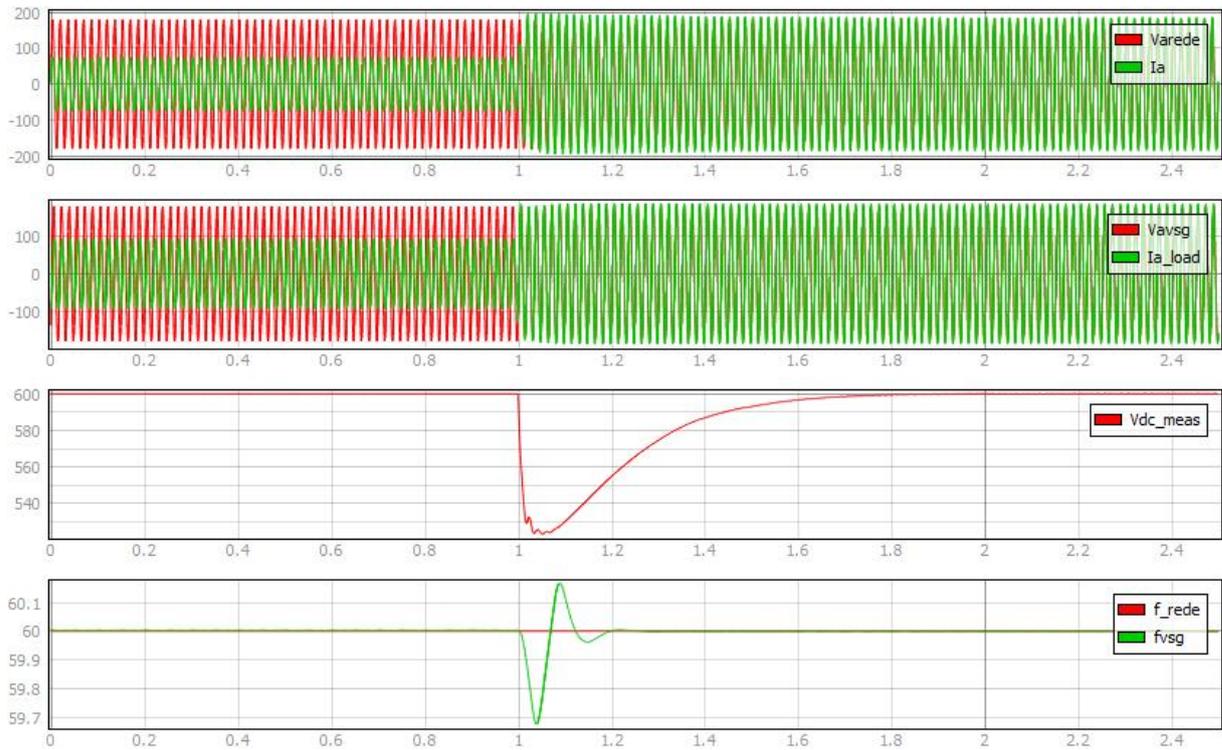
A frequência da tensão na carga assume desvios máximos semelhantes em ambos os controles, com uma vantagem para o controle VSG, cuja diferença observada entre desvio máximo e mínimo foi de 0,50 Hz contra 0,63 Hz para o controle não inercial. A estabilização da frequência também é mais rápida com o controle VSG sendo em torno de três vezes mais rápida. A tensão no *link* CC demora mais para se estabilizar e também apresenta maior desvio (12,8%) com o controle VSG. O desvio é de 1,97% para o controle não inercial.

Gráfico 14 – Simulação da troca de carga 2 para carga 1 com o controle não inercial.



Fonte: Produção do autor.

Gráfico 15 – Simulação da troca de carga 2 para carga 1 com o controle VSG.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 11 – Dados das simulações da troca de carga 2 para carga 1.

		REDE			CARGA				Link CC	
		Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	f [Hz]	Vdc [V]	
COM VSG	t > 1 s	Max	197,18	196,33	195,32	181,32	181,30	181,31	60,167355	600,21
		Min	-195,39	-196,18	-197,31	-180,82	-183,25	-180,85	59,674328	523,20
		Ref.	185,59			179,61			60,000000	600
		Desv.	11,59	10,74	11,72	1,71	3,64	1,70	0,325672	76,80
SEMI VSG	t > 1 s	Max	225,80	200,67	201,01	186,17	186,22	186,22	60,371834	600,40
		Min	-202,22	-200,51	-208,44	-185,77	-185,75	-185,79	59,741486	588,17
		Ref.	185,59			179,61			60,000000	600
		Desv.	40,21	15,08	22,85	6,56	6,61	6,61	0,37183	11,83

Fonte: Produção do autor.

## 4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho buscou estudar, implementar e comparar duas estratégias de controle diferentes para a utilização em um SST: uma estratégia dita convencional e uma estratégia de controle inercial, conhecida na literatura VSG. O VSG tem como objetivo emular o comportamento de uma máquina síncrona em regime permanente e também na ocorrência de distúrbios transitórios por meio do controle dos conversores de potência. A aplicação em um SST se justifica pelo fato de que seria mais prático substituir um transformador convencional por um SST com o controle VSG do que modificar o controle de todos os inversores dos sistemas de GD já conectados ao SEP.

Foram definidos os diagramas de blocos e seus respectivos ganhos para ambos os controles, bem como a topologia de SST utilizada e foi realizado o projeto do filtro LCL. Os sistemas foram implementados no *Typhoon HIL* onde se comprovou a funcionalidade do SST com ambos os controles em regime permanente, provendo tensão e frequência em valores nominais para duas cargas distintas: uma carga resistiva que drena 50 kW (carga 1) e uma carga RL que drena 25 kVA com fator de potência 0,8 indutivo (carga 2). Para ambos os casos o SST foi capaz de manter o fator de potência de entrada unitário.

Quatros cenários foram propostos para a análise dos dois controles em regime transiente: um afundamento das tensões de entrada de 0,3 pu (de  $127 V_{rms}$  para  $89 V_{rms}$ ); uma queda na frequência da tensão de entrada de 1 Hz; mudança da carga 1 para a carga 2; e mudança da carga 2 para a carga 1.

No cenário do afundamento de tensão, ambos os controles apresentaram variações da frequência da carga muito pequenas, menores que 0,01 Hz, mas vale destacar que o controle VSG apresentou um tempo de estabilização em torno de oito vezes mais rápido. A tensão na carga apresentou uma boa regulação para ambos os cenários e, mesmo durante o afundamento, conseguiu se manter em  $127 V_{rms}$ , indicando uma grande vantagem em relação aos transformadores de distribuição convencionais em que o afundamento da tensão da rede seria refletido na tensão da carga. Um ponto de preocupação a ser levantado é a ocorrência de sobrecorrentes da rede de grande intensidade para o controle VSG (143,42%, observado na fase B), contudo, uma nova parametrização dos controles VSM e VSG poderia reduzir a intensidade

dessas sobrecorrentes. O controle não inercial também gerou sobrecorrentes, porém, com menores valores (55,95%, observado na fase B), e essas altas sobrecorrentes podem danificar os componentes semicondutores dos conversores. Apesar disso, com o controle VSG foi observado um amortecimento das correntes drenadas da rede (consequência da inércia virtual) enquanto o controle não inercial apresentou transições mais abruptas. A tensão no *link* CC foi rapidamente controlada em ambos os controles, com um desvio máximo observado de 9,88% para o controle VSG e 2,11% para o controle não inercial.

A queda da frequência das tensões de entrada causou pequenos desvios das correntes de entrada e tensões na carga, exceto pelo momento do reestabelecimento do valor nominal da frequência para o controle VSG, em que uma sobrecorrente de 10,09% foi obtida na fase B. Ambos os controles mantiveram a frequência da tensão na carga em valores muito próximos de 60 Hz durante o período em que houve a queda da frequência da tensão de entrada, sendo essa uma outra vantagem propiciada pelo SST em comparação aos transformadores convencionais, que teriam refletido na tensão da carga essa queda de frequência. Em relação aos valores da tensão no *link* CC, em ambos os controles não houveram sobretensões preocupantes, sendo a maior de 1,01% para o controle VSG. Em termos gerais, o SST com ambos os controles consegue evitar que as flutuações de frequência da rede sejam transferidas para a carga.

Em relação à troca da carga 1 para a carga 2, com o controle VSG as correntes de entrada reduzem o seu valor mais suavemente por conta da inércia virtual. As tensões na carga mantêm-se bem reguladas e a frequência variou mais com o controle não inercial, apresentando uma diferença entre desvio máximo e mínimo de 0,62 Hz contra 0,51 Hz para o controle VSG, que também apresentou a vantagem de estabilizar a frequência em torno de três vezes mais rápido que o controle não inercial.

Para a troca da carga 2 para 1, o controle VSG lida melhor com as correntes de entrada uma vez que não apresenta sobrecorrentes e também possui uma transição mais lenta que o controle não inercial (que apresentou uma sobrecorrente de 21,66%). As tensões na carga também apresentaram desvios maiores com o controle não inercial e a frequência apresentou uma diferença entre desvio máximo e mínimo de 0,63 Hz para o controle não inercial e 0,50 Hz para o controle VSG, que também estabiliza a frequência em torno de três vezes mais rápido). Para

ambos os cenários de troca de carga a tensão no *link* CC demora mais a se estabilizar com o controle VSG.

Em todas as simulações, a frequência da tensão de alimentação se manteve constante no valor determinado e isso se deve ao fato de ter sido utilizada uma fonte de alimentação estática, que força sempre o valor da frequência a ser o determinado. Por esse motivo, não foi possível visualizar qual seria o efeito dos eventos transitórios na frequência das tensões de alimentação, o que poderia ser analisado do ponto de vista das tensões geradas por um gerador síncrono. Dessa forma, seria interessante implementar no *Typhoon HIL* algum sistema que emulasse um gerador síncrono e utilizá-lo como fonte de alimentação do SST para poder, de fato, analisar qual a sua contribuição na manutenção da estabilidade do sistema.

O que se conclui é que o SST, independente de qual controle é utilizado, representará uma grande evolução em termos de robustez das redes de distribuição, uma vez que a qualidade da energia entregue aos clientes será maior, reduzindo interrupções por afundamentos de tensão momentâneos e deixando a carga imune às variações de frequência que ocorrem na rede. Além disso, possibilita a operação com fator de potência unitário e proporciona uma regulação de tensão na carga muito boa.

Nos cenários analisados, foi possível comprovar que a inclusão da inércia virtual permite transições mais suaves da corrente drenada da rede em comparação com o controle convencional. Além disso, a frequência da tensão da carga apresentou menores desvios e estabilização mais rápida com o controle VSG. Estes resultados estão de acordo com diversos estudos realizados com o VSG e indica que esse controle se mostra muito promissor para mitigar as possíveis instabilidades advindas de uma grande integração de GD ao SEP. Sendo assim, é imprescindível que se continue a investigar as diferentes aplicações dessa estratégia de controle.

#### **4.1 Sugestões de Trabalhos Futuros**

Alguns pontos que podem ser investigados em trabalhos futuros são:

- A utilização de um modelo de gerador síncrono para a alimentação do SST, a fim de se comparar como a frequência da geração seria afetada pelos eventos transitórios sob a utilização dos dois controles;
- Melhorar a sintonia dos ganhos utilizados no controle VSG, buscando outras metodologias de cálculo, objetivando atenuar as sobrecorrentes da rede de grande intensidade;
- Utilizar modelos de painéis fotovoltaicos como carga do SST ou conectados diretamente ao *link* CC do SST.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. (Cadernos Temáticos ANEEL).
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa no 482, de 17 de abril de 2012. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> Acesso em: 13 nov. 2020
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**: Informações compiladas e mapa. Brasília, DF: 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em 18 nov. 2021.
- ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator with Alternating Moment of Inertia. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, [s. l], v. 3, n. 2, p. 451-458, jun. 2015. DOI: 10.1109/JESTPE.2014.2362530. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6919271>. Acesso em: 02 nov. 2020.
- ALMEIDA, M. P. **Implicações Técnicas da Inserção em Grande Escala da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica**. 2017. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Dados Mercado - Cenários ABGD**. São Paulo: ABGD, 2020. Disponível em: <http://abgd.com.br/portal/dados-mercado>. Acesso em: 31 out. 2020.
- BACON, V. D.; CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O. Análise Comparativa das Técnicas SPWM e SVM Aplicadas a um Inversor de Tensão Trifásico. **Unopar Científica**. Londrina, p. 5-14. Não é um mês valido! 2011. Disponível em: <https://seer.pgskroton.com/exatas/article/view/508>. Acesso em: 12 ago. 2021.
- BARBI, I. **Retificadores Trifásicos PWM**. Florianópolis: [s.n.], 2009.
- BORGONOVO, D. **Análise Modelagem e Controle de Retificadores PWM Trifásicos**. 2005. 274 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/101586/221955.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 21 ago. 2021.
- BUSO, S.; MATTAVELLI, P. **Digital Control in Power Electronics**. 2. ed. [S.L.]: Morgan & Claypool, 2015. 229 p. (Synthesis Lectures on Power Electronics). Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7111813>. Acesso em: 11 ago. 2021.

CARDOSO, D. O.; COSTA, F. F.; O. NETO, J. J. de; MARTINEZ, L. Controle de Inversor Trifásico Conectado à Rede Elétrica com Filtros LCL. In: SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL, 12., 2019, Natal. **Anais [...]**. Natal: Sepoc, 2019. p. 1-6. Disponível em: <http://sepoc2019.ct.ufrn.br/sepoc2019/images/arquivos/papers/track2/24.-CONTROLE-DE-INVERSOR-TRIFASICO-CONECTADO--REDE-ELTRICA-COM-FILTROS-LCL.pdf>. Acesso em: 21 ago. 2021.

CARLETTI, D. **A ESTABILIDADE TRANSIENTE DE SISTEMAS ELÉTRICOS NA PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS VIRTUAIS: METODOLOGIAS DE ANÁLISE E CONTROLES ADAPTATIVOS**. 2020. 114 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2020.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. **Sociedade Brasileira de Planejamento Energético**, [s. l], v. 11, n. 2, p. 1-11, fev. 2005. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/181>. Acesso em: 13 nov. 2020.

DIAS, T. L. **Estudo de Transformadores de Estado Sólido Para Conexão de Sistemas de Geração Distribuída à Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013. Disponível em: [https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUBD-9C4H3X/1/disserta\\_\\_o\\_\\_tiago\\_luiz\\_dias\\_\\_08.2013.pdf](https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUBD-9C4H3X/1/disserta__o__tiago_luiz_dias__08.2013.pdf). Acesso em: 08 ago. 2021.

DONG, W.; LIU, K.; LV, C. A novel frequency-changer control strategy based on a virtual synchronous motor. **Csee Journal Of Power And Energy Systems**, [S.L.], v. 5, n. 2, p. 199-205, maio 2019. Power System Technology Press. <http://dx.doi.org/10.17775/cseejpes.2017.00700>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8712470>. Acesso em: 25 ago. 2021.

DRIESEN, J.; VISSCHER, K. Virtual Synchronous Generators. In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, Pittsburgh. **Anais [...]**. Pittsburgh: IEEE, 2008. p. 1-3. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4596800>. Acesso em: 02 nov. 2020.

DUPONT, F. H.; GRASSI, F.; ROMITTI, L. Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**. Santa Maria, v. 19, n. 1, p. 70-81, 2015. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/reget/article/view/19195>. Acesso em: 31 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional – Ano Base 2019: Relatório Síntese**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf). Acesso em: 02 nov. 2020.

ENCARNAÇÃO, L. F.; CARLETTI, D.; SOUZA, S. de A.; BARROS JUNIOR, O.; BROEDEL, D. C.; RODRIGUES, P. T. Virtual Inertia For Power Converter Control. In:

YAHYAOU, Imene (comp.). **Advances in Renewable Energies and Power Technologies**. 2. ed. [S.L.]: Elsevier, 2018. Cap. 11. p. 377-411. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128131855000103>. Acesso em: 18 set. 2021.

FALCONES, S; MAO, X.; AYYANAR, R. Topology Comparison for Solid State Transformer Implementation. In: IEEE PES GENERAL MEETING, 10., 2010, Minneapolis. **Proceedings** [...]. Minneapolis: IEEE, 2010, p. 1-8.

GODOI, L. A. A. **Transformador de Estado Sólido no Controle do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição**. 2018. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/154491>. Acesso em: 07 ago. 2021.

GUERRA, G.; MARTINEZ-VELASCO, J. A. A Solid State Transformer model for power flow calculations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.L.], v. 89, p. 40-51, jul. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.01.005>.

HATUA, K.; DUTTA, S.; TRIPATHI, A.; BAEK, S.; KARIMI, G.; BHATTACHARYA, S. Transformer less Intelligent Power Substation design with 15kV SiC IGBT for grid interconnection. **2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition**, [S.L.], v. 0, n. 0, p. 4225-4232, set. 2011. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/ecce.2011.6064346>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6064346>. Acesso em: 08 ago. 2021.

HUBER, J. E.; KOLAR, J. W. Applicability of Solid-State Transformers in Today's and Future Distribution Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 00, n. 0, p. 1–10, 2017.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S.. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.L.], v. 41, n. 5, p. 1281-1291, set. 2005. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tia.2005.853373>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1510826>. Acesso em: 10 ago. 2021.

LIU, B.; ZHA, Y.; ZHANG, T.; CHEN, S. Solid state transformer application to grid connected photovoltaic inverters. In: 2016 INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID AND CLEAN ENERGY TECHNOLOGIES (ICSGCE), 1., 2016, Chengdu. **2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)**. [S.L.]: IEEE, 2016. p. 248-251. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7876063>. Acesso em: 07 ago. 2021.

LONDERO, R. P. **Análise do Transformador de Estado Sólido em Substituição ao Transformador Convencional de Redes de Distribuição de Energia Para a Conexão de Sistemas de Geração Distribuída**. 2019. 73 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2019. Disponível em: <http://dspace.unipampa.edu.br/bitstream/rii/4233/1/Rodolfo%20Pilar%20Londero%20-%202019.pdf>. Acesso em: 07 ago. 2021.

MARQUES, M. J. M. R. de M. **Estudo e Aplicação de Transformador de Estado Sólido para Redes de Distribuição**. 2020. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado

Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade do Porto, Porto, 2020. Disponível em: <https://hdl.handle.net/10216/132930>. Acesso em: 07 ago. 2021.

PALADHI, S.; ASHOK, S. Solid state transformer application in wind-based DG system. **2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems (Spices)**, [S.L.], p. 1-5, fev. 2015. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/spices.2015.7091563>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7091563>. Acesso em: 07 ago. 2021.

PEARCE, J. M. Expanding photovoltaic penetration with residential distributed generation from hybrid solar photovoltaic and combined heat and power systems. **Energy**, [s. l], v. 34, n. 11, p. 1947-1954. Nov. 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.08.012>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209003430?via%3Dihub>. Acesso em: 31 out. 2020.

PEREIRA, D. J. R. **Transformador Eletrônico de Potência como Solução para a Regulação da Tensão e Frequência em Redes Elétricas Isoladas**. 2015. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Técnico Lisboa, Lisboa, 2015. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1970719973966111/tese%20-%20versao%20final%20entregue.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2021.

RAJU, E. S. N.; JAIN, T. Distributed energy resources and control. In: CHAUHAN, R. K.; CHAUHAN, K. (ed.). **Distributed Energy Resources in Microgrids: Integration, Challenges and Optimization**. [s. l]: Academic Press, 2019. cap. 2, p. 33-56. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128177747000028>. Acesso em: 31 out. 2020.

RODRIGUES, W.; SANTANA, R. Á. S.; COTA, A. P. L.; CORTIZO, P.; MORAIS, L. M. F. Aplicação do Transformador de Estado Sólido em Sistemas de Distribuição. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 6., 2015, Natal. **Anais [...]**. Natal: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016.

RODRIGUES, W. A. **Estudo de um Transformador Eletrônico Baseado em Topologia de Conversores Modulares para Aplicação em Sistemas de Microrredes**. 2018. 172 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/33443>. Acesso em: 07 ago. 2021.

RODRIGUEZ-CABERO, A.; SANCHEZ, F. H.; PRODANOVIC, M. A unified control of back-to-back converter. In: 2016 IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 1., 2016, [S.L.]. **2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. [S.L.]: Ieee, 2016. p. 1-8. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7854799>. Acesso em: 10 ago. 2021.

SHAHBAZI, M.; POURE, P.; SAADATE, S.; ZOLGHADRI, M. R.. FPGA-Based Reconfigurable Control for Fault-Tolerant Back-to-Back Converter Without Redundancy. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S.L.], v. 60, n. 8, p. 3360-3371, ago. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

<http://dx.doi.org/10.1109/tie.2012.2200214>. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6202695>. Acesso em: 10 ago. 2021.

SHE, X.; YU, X.; WANG, F.; HUANG, A. Q. Design and Demonstration of a 3.6-kV–120-V/10-kVA Solid-State Transformer for Smart Grid Application. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [S.L.], v. 29, n. 8, p. 3982-3996, ago. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpel.2013.2293471>. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6678214>. Acesso em: 07 ago. 2021.

SILVA, R. C. **Estudo e Desenvolvimento de um Conversor Formador de Rede Multiterminal**. 2020. 159 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de O Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/34494>. Acesso em: 22 ago. 2021.

SOARES, L. T. F.; PIMENTA, C. M.; JUNIOR, S. I.; SILVA, S. R. Modelagem e Controle de um Conversor Back-to-Back para Aplicação em Geração de Energia Eólica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 4., 2012, Goiânia. **Anais [...]**. Goiânia: Sbse, 2012. p. 1-6. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/SBSE2012/PDFS/ARTIGOS/96888.PDF>. Acesso em: 10 ago. 2021.

WANG, D.; WU, H. Application of virtual synchronous generator technology in microgrid. In: 2016 IEEE 8TH INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE (IPEMC 2016 - ECCE ASIA), 8., 2016, Hefei. **2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)**. [S.L.]: Ieee, 2016. p. 3142-3148. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7512798>. Acesso em: 25 ago. 2021.

ZHONG, Q. C. **Power Electronics-Enabled Autonomous Power Systems: Next Generation Smart Grids**. Hoboken: John Wiley & Sons Ltd, 2020. 475 p. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/book/9063368>. Acesso em: 26 ago. 2021.