

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**ADALTO VINÍCIUS RODRIGUES DO CARMO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS CORRENTES HARMÔNICAS NAS REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CAUSADOS PELA GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA**

**PATO BRANCO**

**2022**

**ADALTO VINÍCIUS RODRIGUES DO CARMO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS CORRENTES HARMÔNICAS NAS REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CAUSADOS PELA GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA**

**Analysis of the impacts of harmonic currents on distribution networks caused  
by the large penetration of photovoltaic generation**

Trabalho de conclusão de curso de graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).  
Orientador(a): Prof. Dr. Jean Patric da Costa.

**PATO BRANCO**

**2022**



Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**ADALTO VINÍCIUS RODRIGUES DO CARMO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS CORRENTES HARMÔNICAS NAS REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CAUSADOS PELA GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 13/junho/2022

---

Jean Patric da Costa  
Doutorado em Engenharia Elétrica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Ricardo Vasques de Oliveira  
Doutorado em Engenharia Elétrica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Santo Tiveroli Filho  
Mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**PATO BRANCO**

**2022**

Dedico esse trabalho a todos que acompanharam esta minha jornada de crescimento e conhecimento, me incentivando todos os dias, para alcançar meus sonhos e acreditando no meu sucesso como engenheiro eletricista. Dedico especialmente ao meu orientador por toda aprendizagem e apoio necessário para conclusão deste trabalho.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer a Deus por ser a minha base de força e por me abençoar com boas energias me permitindo alcançar grandes conquistas, sendo está a maior delas. Por me dar segurança e sabedoria para percorrer todos os caminhos.

Aos meus pais Adalto Amaral do Carmo e Jucilene Maria Rodrigues por sempre apoiarem e acreditarem nas minhas escolhas.

Ao meu irmão Matheus Henrique por crescer comigo e juntos vivenciarmos grandes alegrias, e grandes memórias, me dando animo para nunca desistir. A minha pequena irmã Ana Lívia por ser tão amável e transbordar luz.

Aos meus familiares por transmitir todo amor e incentivo em todos os momentos especiais. E à minha namorada Tiffany pelo apoio e todo o amor que ela me traz.

Meu profundo agradecimento aos professores do curso de Engenharia Elétrica que me proporcionaram inúmeros ensinamentos e todo conhecimento necessário para que eu pudesse obter os resultados aqui apresentados.

Ao Professor e meu Orientador, Prof. Dr. Jean Patric da Costa por aceitar o convite para ser meu orientador. Onde se dispôs me acompanhar pontualmente, durante todos os meses, dando todo auxílio necessário. Agradeço imensamente por toda contribuição para o meu crescimento profissional, além de todo empenho, dedicação, paciência e ensinamentos, sempre me instruindo ao passar todos os seus conhecimentos sobre o assunto apresentado neste trabalho.

Aos amigos que fiz e me acompanharam durante todo o curso de Engenharia Elétrica e que contribuíram com momentos únicos, compartilhando aprendizado, sonhos e risadas memoráveis.

E por fim a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram na minha vida, acreditando e me motivando a buscar sempre o melhor, contribuindo assim para a realização da minha pesquisa.

*“A vida é uma escalada, mas a vista é ótima”*

*(Destiny Hope)*

## RESUMO

CARMO, Adalto Vinícius R. do. **Análise dos Impactos das Correntes Harmônicas nas Redes de Distribuição Causados pela Grande Penetração de Geração Fotovoltaica**. 2022. 143 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2022.

Neste trabalho foram analisados os efeitos das correntes harmônicas em um sistema de rede de distribuição com vários inversores fotovoltaicos. Na primeira parte foi realizado a metodologia de dimensionamento do filtro indutivo-capacitivo-indutivo (LCL) para os inversores conectados à uma rede “forte”, de acordo com os parâmetros estabelecidos de distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i$ ), frequência de ressonância ( $f_{res}$ ), coeficiente de amortecimento ( $\xi$ ) e fator de potência no ponto de conexão comum ( $fp$ ). Para verificação da metodologia proposta do filtro é utilizado a medição do conteúdo harmônico na simulação do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição no *software* PSIM. Na segunda parte são adotados quatro sistemas de rede de distribuição secundário trifásico com geração fotovoltaica, constituídos por: 1) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência unitário, 2) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 indutivo, 3) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 capacitivo, 4) dois geradores fotovoltaicos de 12 kW, dois geradores fotovoltaicos de 15 kW e um gerador fotovoltaico de 24 kW; duas cargas com potência aparente nominal de 12 kVA e fator de potência 0,95 e 0,98 indutivo, duas cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 indutivo e unitário e uma carga com potência aparente nominal de 24 kVA e fator de potência unitário. Foram investigados a distorção harmônica total de corrente ( $DHT_i$ ) e tensão ( $DHT_v$ ) em 28 casos nos sistemas 1, 2 e 3 baseados nas quantidades de potência gerada e consumida com variação das distâncias entre os barramentos; e em 5 casos para o sistema 4 baseados na potência gerada conforme a curva de GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) e na potência consumida segundo valores típicos de demanda residencial, obtidos pela AIE (Agência Internacional de Energia). Foram projetados inversores com geração de corrente de  $DHT_i$  igual a 4,35% abaixo do valor de referência de 5,0%, respeitando a norma IEEE 519-2014 para redes “fracas” e “fortes”. O que afetou as formas de onda das correntes da rede de distribuição e das tensões de fase nos barramentos, causadas pela presença de frequências harmônicas no sistema. Constatou-se que o início do dia é um dos piores períodos para geração de energia fotovoltaica, por conta da baixa irradiância solar, conseqüentemente, as correntes geradas pelos inversores apresentaram maior distorção harmônica total. Porém, quando foram projetados inversores com geração de corrente de  $DHT_i$  igual a 0,50%, os impactos das correntes harmônicas nas redes de distribuição foram contidos.

**Palavras-chave:** Distorção Harmônica Total de Corrente. Inversor Fotovoltaico. Filtro LCL. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição.

## ABSTRACT

CARMO, Adalto Vinícius R. **Analysis of the Impacts of Harmonic Currents on Distribution Networks Caused by the Large Penetration of Photovoltaic Generation**. 2022. 143 p. Graduation Conclusion Work – Graduation in Electric Engineering, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2022.

In this work, the effects of harmonic currents in a distribution network system with several photovoltaic inverters were analyzed. In the first part, the inductive-capacitive-inductive (LCL) filter sizing methodology was carried out for inverters connected to a “strong” grid, according to the established parameters of total harmonic distortion of current ( $THD_i$ ), resonant frequency ( $f_{res}$ ), damping coefficient ( $\xi$ ) and the power factor at the common connection point ( $fp$ ). To verify the proposed methodology of the filter, the measurement of the harmonic content is used in the simulation of the photovoltaic system connected to the distribution network in the PSIM software. In the second part, four three-phase secondary distribution network systems with photovoltaic generation are adopted, consisting of: 1) five photovoltaic generators with nominal power of 15 kW and five loads with a nominal apparent power of 15 kVA and unity power factor, 2) five photovoltaic generators with a nominal power of 15 kW and five loads with a nominal apparent power of 15 kVA and 0.98 inductive power factor, 3) five photovoltaic generators with nominal power 15 kW and five loads with a nominal apparent power of 15 kVA and 0.98 capacitive power factor, 4) two photovoltaic generators of 12 kW, two photovoltaic generator of 15 kW and one photovoltaic generator of 24 kW; two loads with nominal apparent power of 12 kVA and 0.95 and 0.98 inductive power factor, two loads with nominal apparent power of 15 kVA and 0.98 inductive and unitary power factor and one load with a nominal apparent power of 24 kVA and unitary power factor. The total harmonic distortion of current ( $THD_i$ ) and voltage ( $THD_v$ ) were investigated in 28 cases in systems 1, 2 and 3 based on the amounts of generated and consumed power with variation of the distances between the buses; and in 5 cases for system 4 based on the power generated according to the PVDG (Photovoltaic Distributed Generation) curve and on the power consumed according to typical values of residential demand, obtained by the IEA (International Energy Agency). Inverters were designed with  $THD_i$  current generation equal to 4.35% below the reference value of 5.0%, respecting the IEEE 519-2014 standard for “weak” and “strong” networks. What affected the waveforms of the distribution network currents and the phase voltages on the buses, caused by the presence of harmonic frequencies in the system. It was found that the beginning of the day is one of the worst periods for photovoltaic energy generation, due to the low solar irradiance, consequently, the currents generated by the inverters presented greater total harmonic distortion. However, when inverters with current generation of  $THD_i$  equal to 0.50% were designed, the impacts of harmonic currents on distribution networks were contained.

**Keywords:** Current Total Harmonic Distortion. Photovoltaic Inverter. LCL Filter. Photovoltaic Systems Connected to the Distribution Grid.



## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1</b> – Conversor CC-CA monofásico .....	24
<b>FIGURA 2</b> – Comparação dos sinais da função moduladora e portadora .....	25
<b>FIGURA 3</b> – Geração dos sinais de comando das chaves .....	25
<b>FIGURA 4</b> – Tensão de saída do inversor ( $V_{ab}$ ), tensão da rede e tensão de modo comum ( $V_{cm}$ ) .....	26
<b>FIGURA 5</b> – Conversor CC-CA trifásico com seis chaves semicondutoras a três braços e três fio .....	27
<b>FIGURA 6</b> – Modulador PWM dois níveis .....	27
<b>FIGURA 7</b> – Controle das chaves com sinais de referência defasados $120^\circ$ .....	27
<b>FIGURA 8</b> – Comparação entre sinais de referência ( $V_{refa}$ , $V_{refb}$ , $V_{refc}$ ) e o sinal triangular da função portadora ( $V_{tri}$ ) .....	29
<b>FIGURA 9</b> – Geração PWM senoidal .....	29
<b>FIGURA 10</b> – Conversor CC-CA monofásico com filtro LCL .....	31
<b>FIGURA 11</b> – Conversor CC-CA trifásico com filtro LCL .....	31
<b>FIGURA 12</b> – Circuito do inversor monofásico conectado à uma rede ideal por um filtro LCL .....	32
<b>FIGURA 13</b> – Circuito equivalente do inversor monofásico conectado à rede por um filtro LCL .....	33
<b>FIGURA 14</b> – Circuitos para obtenção da matriz $G_v(s)$ .....	34
<b>FIGURA 15</b> – Tensão de saída do inversor e corrente de saída do filtro LCL com aproximação senoidal .....	36
<b>FIGURA 16</b> – Circuitos equivalentes para obter a função de transferência $G_i(s)$ .....	39
<b>FIGURA 17</b> – Diagrama blocos representado a planta e o controlador .....	43
<b>FIGURA 18</b> – Diagrama esquemático de <i>Phase Detector</i> (PD) .....	43
<b>FIGURA 19</b> – Modelo equivalente linear de <i>Phase Detector</i> .....	44
<b>FIGURA 20</b> – <i>Original Signal Reconstruction</i> (OSR) .....	45
<b>FIGURA 21</b> – Circuito equivalente do inversor monofásico operando com filtro LCL .....	46
<b>FIGURA 22</b> – Circuito equivalente simplificado do inversor monofásico operando com filtro LCL .....	47
<b>FIGURA 23</b> – Estrutura dos cabos da rede secundária isolada .....	51
<b>FIGURA 24</b> – Conversor CC-CA monofásico com filtro LCL conectado à rede de distribuição ideal .....	57
<b>FIGURA 25</b> – Forma de onda do ângulo de fase $\theta$ em radianos .....	58
<b>FIGURA 26</b> – Corrente de referência $I_{ref}$ e corrente injetada na rede $I_2$ .....	59
<b>FIGURA 27</b> – Correntes $I_1$ e $I_2$ nos indutores $L_1$ e $L_2$ .....	60
<b>FIGURA 28</b> – Tensão sobre o capacitor e o resistor de amortecimento ( $V_C$ ) e tensão no ponto de conexão com a rede de distribuição ( $V_r$ ) .....	61
<b>FIGURA 29</b> – Tensão no ponto de conexão da rede de distribuição $V_r$ e corrente no indutor $L_2$ .....	61
<b>FIGURA 30</b> – Demanda de consumidores residenciais e comerciais e curva característica de geração fotovoltaica .....	62
<b>FIGURA 31</b> – Demandas residenciais e comerciais com excedente de potência injetado pela GDFV .....	62
<b>FIGURA 32</b> – Correntes injetadas na rede de distribuição para variados valores de potência .....	63

<b>FIGURA 33</b> – Circuito simplificado do inversor monofásico conectado à rede de distribuição .....	64
<b>FIGURA 34</b> – Circuito simplificado do inversor trifásico conectado à rede de distribuição .....	65
<b>FIGURA 35</b> – Diagrama de PLL ( <i>Phase Locked Loop</i> ) .....	66
<b>FIGURA 36</b> – Sinal trifásico de tensão em coordenadas abc .....	67
<b>FIGURA 37</b> – Sinal bifásico de tensão em coordenadas $\alpha\beta$ .....	67
<b>FIGURA 38</b> – Diagrama de PLL ( <i>Phase Locked Loop</i> ) para obter a fase do sinal monofásico .....	69
<b>FIGURA 39</b> – Correntes injetadas pelo inversor simplificado na rede de distribuição para variados valores de potência .....	69
<b>FIGURA 40</b> – Sistema de fluxo de potência da rede de distribuição secundária trifásica com geração fotovoltaica .....	71
<b>FIGURA 41</b> – Curva da GDFV e demanda residencial .....	81
<b>FIGURA 42</b> – Formas de ondas das tensões de fase nos barramentos às 08:30 da manhã .....	84
<b>FIGURA 43</b> – Formas de ondas das correntes da rede de distribuição às 08:30 da manhã .....	85
<b>FIGURA 44</b> – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 09:15 da manhã .....	87
<b>FIGURA 45</b> – Formas de onda das correntes das redes de distribuição às 09:15 da manhã .....	88
<b>FIGURA 46</b> – Formas de onda das tensões de fase nos barramentos às 10:30 da manhã .....	90
<b>FIGURA 47</b> – Formas de onda das correntes da rede de distribuição às 10:30 da manhã .....	91
<b>FIGURA 48</b> – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 11:30 da manhã .....	93
<b>FIGURA 49</b> – Forma de onda das correntes na rede de distribuição às 11:30 da manhã .....	94
<b>FIGURA 50</b> – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 12:15 ..	96
<b>FIGURA 51</b> – Forma de onda das correntes na rede de distribuição às 12:15 ...	97
<b>FIGURA 52</b> – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 09:15 da manhã para geração de corrente nominal de $DHT_i$ de 0,50% .....	101
<b>FIGURA 53</b> – Forma de onda das correntes na rede de distribuição às 09:15 da manhã para geração de corrente nominal de $DHT_i$ de 0,50% .....	102

## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1</b> – Estado de chaves para um conversor CC-CA monofásico em ponte completa .....	24
<b>TABELA 2</b> – Estados de chaves para o inversor trifásico .....	28
<b>TABELA 3</b> – Ganhos aplicados no controlador PI do bloco <i>Phase Detector</i> .....	45
<b>TABELA 4</b> – Características elétricas dos cabos da rede secundária isolada .....	50
<b>TABELA 5</b> – Características dos transformadores trifásicos.....	51
<b>TABELA 6</b> – Limites de corrente de distorção para sistemas estimados de 120 V até 69 Kv.....	53
<b>TABELA 7</b> – Faixa de tensão no ponto de conexão para tensão nominal de 220/127 .....	54
<b>TABELA 8</b> – Faixa de tensão no ponto de conexão para tensão nominal de 380/220 .....	54
<b>TABELA 9</b> - Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) .....	55
<b>TABELA 10</b> – Parâmetros para dimensionamento do filtro LCL .....	58
<b>TABELA 11</b> – Dimensionamento do filtro LCL .....	58
<b>TABELA 12</b> – Diferentes valores de potência para o projeto do inversor fotovoltaico.....	63
<b>TABELA 13</b> – Diferentes valores de potência para o projeto do inversor fotovoltaico simplificado .....	69
<b>TABELA 14</b> – Características do cabo quadruplex 70 de acordo com a distância entre as barras.....	72
<b>TABELA 15</b> – Determinação da corrente gerada com base na potência em pu ..	73
<b>TABELA 16</b> – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência igual a 1 .....	74
<b>TABELA 17</b> – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência 0,98 indutivo .....	74
<b>TABELA 18</b> – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência 0,98 capacitivo.....	74
<b>TABELA 19</b> – Características dos barramentos.....	79
<b>TABELA 20</b> – Definição das cargas nominais das unidades consumidoras .....	79
<b>TABELA 21</b> – Definição da amplitude das correntes nominais de geração e da $THD_i$ .....	80
<b>TABELA 22</b> – Características das redes entre os barramentos .....	80
<b>TABELA 23</b> – Definição das correntes injetadas e das cargas para as 08:30 da manhã.....	82
<b>TABELA 24</b> – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 08:30 da manhã .....	84
<b>TABELA 25</b> – Resultados obtidos da corrente na rede às 08:30 da manhã .....	85
<b>TABELA 26</b> – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 09:15 da manhã .....	86
<b>TABELA 27</b> – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 09:15 da manhã .....	87
<b>TABELA 28</b> – Resultados obtidos da corrente da rede às 09:15 da manhã .....	88
<b>TABELA 29</b> – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 10:30 da manhã .....	89

<b>TABELA 30</b> – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 10:30 da manhã .....	90
<b>TABELA 31</b> – Resultados obtidos da corrente na rede às 10:30 da manhã .....	91
<b>TABELA 32</b> – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 11:30 da manhã .....	92
<b>TABELA 33</b> – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 11:30 da manhã .....	93
<b>TABELA 34</b> – Resultados obtidos da corrente na rede às 11:30 da manhã .....	94
<b>TABELA 35</b> – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 12:15 da manhã .....	95
<b>TABELA 36</b> – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 12:15 .....	96
<b>TABELA 37</b> – Resultados obtidos da corrente na rede às 12:15 .....	97
<b>TABELA 38</b> – Tensão de fase para geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% Às 09:15.....	101
<b>TABELA 39</b> – Corrente da rede para geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% Às 09:15.....	102
<b>TABELA 40</b> – Caso 1 .....	109
<b>TABELA 41</b> – Caso 2 .....	110
<b>TABELA 42</b> – Caso 3 .....	111
<b>TABELA 43</b> – Caso 4 .....	112
<b>TABELA 44</b> – Caso 5 .....	114
<b>TABELA 45</b> – Caso 6 .....	115
<b>TABELA 46</b> – Caso 7 .....	116
<b>TABELA 47</b> – Caso 8 .....	117
<b>TABELA 48</b> – Caso 9 .....	118
<b>TABELA 49</b> – Caso 10 .....	119
<b>TABELA 50</b> – Caso 11 .....	120
<b>TABELA 51</b> – Caso 12 .....	121
<b>TABELA 52</b> – Caso 13 .....	123
<b>TABELA 53</b> – Caso 14 .....	124
<b>TABELA 54</b> – Caso 15 .....	125
<b>TABELA 55</b> – Caso 16 .....	126
<b>TABELA 56</b> – Caso 17 .....	127
<b>TABELA 57</b> – Caso 18 .....	128
<b>TABELA 58</b> – Caso 19 .....	129
<b>TABELA 59</b> – Caso 20 .....	130
<b>TABELA 60</b> – Caso 21 .....	132
<b>TABELA 61</b> – Caso 22 .....	133
<b>TABELA 62</b> – Caso 23 .....	134
<b>TABELA 63</b> – Caso 24 .....	135
<b>TABELA 64</b> – Caso 25 .....	136
<b>TABELA 65</b> – Caso 26 .....	137
<b>TABELA 66</b> – Caso 27 .....	138
<b>TABELA 67</b> – Caso 28 .....	139
<b>TABELA 68</b> – Caso 4 para geração de corrente nominal com $DHT_i$ igual a 0,50%.....	141
<b>TABELA 69</b> – Caso 9 para geração de corrente nominal com $DHT_i$ igual a 0,50%.....	142
<b>TABELA 70</b> – Caso 15 para geração de corrente nominal com $DHT_i$ igual a 0,50%.....	143

## LISTA DE SIGLAS

$DHT_i$	Distorção Harmônica Total de Corrente
$DHT_v$	Distorção Harmônica Total de Tensão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
$DHT$	Distorção Harmônica Total
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PWM	Modulação por Largura de Pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
PI	Proporcional-Integral
$DHI_i$	Distorção Harmônica Individual de
NTC	Norma Técnica COPEL
PLL	Malha de Captura de Fase ( <i>Phase-Locked-Loops</i> )
FFT	Transformada Rápida de Fourier ( <i>Fast Fourier Transform</i> )
IEA-PVPS	<i>International Agency Energy – Photovoltaic Power Systems Programme</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos ( <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> )
REN	Resolução Normativa
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
OSR	Reconstrução do Sinal Original ( <i>Original Signal Reconstruction</i> )
PD	Detector de Fase ( <i>Phase Detector</i> )
XLPE	Polietileno Reticulado
CA	Cabos de Alumínio
REN	Resolução Normativa

## LISTA DE SÍMBOLOS

$L$	Indutivo
LCL	Indutivo-Capacitivo-Indutivo
LC	Indutivo-Capacitivo
$f_{res}$	Frequência de Ressonância do Filtro LCL em Hz
$\xi$	Coefficiente de Amortecimento do Filtro LCL
$fp$	Fator de Potência no Ponto de Conexão Comum
L1	Indutor do Lado do Conversor para Filtro LCL
L2	Indutor do Lado da Rede para Filtro LCL
$V_{CC}$	Tensão Contínua do Barramento
$V_{cm}$	Tensão de Modo Comum
$V_{ab}$	Tensão de Linha do Inversor
$\Delta i$	Ondulação da Corrente de Ripple
$V_{ref}$	Tensão de Referência
$V_{a0}$	Tensão de Fase do Inversor
$V_{aN}$	Tensão de Fase da Carga
$I_h$	Componente de Corrente de Ordem h
$h$	Ordem da Componente
$I_f$	Componente de Corrente na Frequência da Rede
$f_h$	Frequência da Componente Harmônica h
$f_f$	Frequência Fundamental da Rede
$V_h$	Componente de Tensão de Ordem h
$V_f$	Componente de Tensão na Frequência da Rede
$\Delta i_p$	Pico de Ondulação de Corrente
$V_r$	Tensão RMS da Rede
$u_{PWM}$	Tensão de Saída do Conversor
$f_s$	Frequência de Comutação em Hertz
$cv_k$	Coefficiente de Fourier para $U_{PWM}$
$U_{1PWMp}$	Componente Fundamental da Tensão $U_{PWM}$ na Frequência de Comutação
$\omega_{res}$	Frequência Angular de Ressonância do Filtro LCL em rad/s

$C_f$	Capacitor do Filtro LCL
$R_f$	Resistor de Amortecimento do Filtro LCL
$I_1$	Corrente RMS no Indutor 1
$I_2$	Corrente RMS no Indutor L2
$I_{ref}$	Corrente RMS de referência
$\Delta i_{2hp}$	Valor de Pico da Componente Harmônica da Corrente na Saída do Filtro LCL na Frequência de Comutação
$\omega_n$	Frequência Natural do Filtro LCL em rad/s
$\omega$	Frequência Angular da Rede em rad/s
$V_C$	Tensão Sobre o Capacitor
$K_p$	Ganho Proporcional para o Controle PI
$K_i$	Ganho Integral para o Controle PI
$\omega_c$	Frequência Angular de Corte para o Controlador
$S_n$	Potência Aparente Nominal
$S_g$	Potência Aparente Nominal do Gerador Fotovoltaico
$P_g$	Potência Nominal do Gerador Fotovoltaico
$V_n$	Tensão Nominal em RMS
$I_{2p}$	Pico da Corrente Injetada na Rede
$I_{np}$	Pico da Corrente Nominal Injetada na Rede
$I_{inv}$	Corrente Gerada pelo Inversor
$I_{carga}$	Corrente da Carga
$Z_{carga}$	Impedância da Carga
$V_{rede}$	Tensão da Fonte
$I_{RD}$	Corrente da Rede de Distribuição
$Z_{RD}$	Impedância da Rede de Distribuição
$V_f$	Tensão de Fase no Barramento
$S_{cc}$	Capacidade de Curto-Circuito
$S_{carga}$	Potência Aparente da Carga
$Q_{carga}$	Potência Reativa da Carga
$P_{carga}$	Potência Ativa da Carga

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>18</b>
<b>1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO</b> .....	<b>19</b>
<b>1.2 OBJETIVO GERAL</b> .....	<b>20</b>
<b>1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>21</b>
<b>1.4 ESTRUTURA DO TEXTO</b> .....	<b>21</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>22</b>
<b>2.1. MODULAÇÃO DE CONVERSORES CC-CA</b> .....	<b>23</b>
2.1.1 Conversor CC-CA monofásico .....	23
2.1.2 Conversor CC-CA trifásico.....	26
<b>2.2 PROJETO DO FILTRO PASSA-BAIXA LCL PARA CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO</b> .....	<b>30</b>
2.2.1 Metodologia baseada na resposta em frequência para o projeto do filtro LCL .....	31
2.2.2 Determinação da função de transferência $G_v(s)$ do filtro LCL .....	34
2.2.3 Determinação da função de transferência $G_i(s)$ do filtro LCL.....	38
2.2.4 Procedimento de Dimensionamento do Filtro LCL .....	41
<b>2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE DE CORRENTE PARA CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO CONECTADO À REDE</b> .....	<b>42</b>
2.3.1 Construção do sinal de corrente de referência $I_{ref}$ com base no ângulo de fase ( $\theta'$ ) da tensão da rede .....	43
2.3.2 Modelo matemático da planta do conversor CC-CA monofásico com filtro LCL .....	46
2.3.3 Controle Proporcional-Integral (PI) da corrente injetada na rede ..	47
<b>2.4 CONEXÃO DE CONVERSORES CC-CA COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>50</b>
2.4.1 Características da Rede de Distribuição .....	50
2.4.2 Qualidade de Energia do Conversor CC-CA conectado à Rede de Distribuição.....	52
<b>3. PROJETO DO CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO DETALHADO COM FILTRO LCL CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>56</b>
<b>4. PROJETO DE MODELO SIMPLIFICADO DE CONVERSOR CC-CA TRIFÁSICO CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>64</b>
<b>4.1 DEFINIÇÃO DO MODELO SIMPLIFICADO DE CONVERSOR CC-CA TRIFÁSICO</b> .....	<b>64</b>
<b>4.2 REPRESENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES PARA AS UNIDADES CONSUMIDORAS</b> .....	<b>70</b>
<b>5. ESTUDO DE CASOS</b> .....	<b>71</b>
<b>5.1 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS DE INVESTIGAÇÃO</b> .....	<b>72</b>
5.1.1 Simulações para casos de geração fotovoltaica sem consumo .....	75
5.1.2 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência unitário .....	76
5.1.3 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência indutivo.....	77
5.1.4 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência capacitivo .....	78



<b>5.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS BASEADOS NA CURVA DE GDFV</b> .....	<b>78</b>
5.2.1 Simulação para geração fotovoltaica às 08:30 da manhã.....	81
5.2.2 Simulação para geração fotovoltaica às 09:15 da manhã.....	86
5.2.3 Simulação para geração fotovoltaica às 10:30 da manhã.....	89
5.2.4 Simulação para geração fotovoltaica às 11:30 da manhã.....	92
5.2.5 Simulação para geração fotovoltaica às 12:15 .....	95
<b>5.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS COM INVERSORES APRESENTANDO FILTROS DE MELHOR ATENUAÇÃO DE HARMÔNICOS</b> .....	<b>98</b>
5.3.1 Simulação do caso 4 para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% .....	98
5.3.2 Simulação do caso 9 para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% .....	99
5.3.3 Simulação do caso 15 para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% .....	99
5.3.4 Simulação para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% às 09:15 da manhã .....	100
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	<b>103</b>
6.1 SUGESTAÇÃO PARA FUTUROS TRABALHOS .....	104
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>105</b>
<b>APÊNDICE A – CASOS PARA CONSUMO NULO</b> .....	<b>108</b>
<b>APÊNDICE B – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO</b> .....	<b>113</b>
<b>APÊNDICE C – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA 0,98 INDUTIVO</b> .....	<b>122</b>
<b>APÊNDICE D – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA 0,98 CAPACITIVO</b> .....	<b>131</b>
<b>APÊNDICE E – CASOS PARA GERAÇÃO DE CORRENTE NOMINAL COM <math>DHT_i</math> DE 0,50%</b> 140	

## 1. INTRODUÇÃO

A sociedade é extremamente dependente de energia elétrica nos dias de hoje, seja em residências, indústrias ou centros comerciais. A busca por energia vem crescendo muito nos últimos tempos, devido ao crescimento populacional e os avanços tecnológicos que contribuem para o aumento da demanda de energia.

A matriz energética mundial se concentra na queima de combustíveis fósseis, como o carvão mineral, o petróleo e o gás natural em termelétricas; usinas nucleares e também uma leve participação de usinas de geração hidráulica. Contudo, existe uma grande preocupação com essas gerações. Após a solicitação do controle dos gases do efeito estufa firmado pelo acordo internacional do Protocolo de Kyoto no Japão em 1997, muitos países diminuíram suas produções de energia oriundas de usinas termelétricas (FRIGO, 2013).

O medo de ocorrer um acidente com materiais radioativos se tornou uma barreira para difundir a geração nuclear no mundo depois do desastre nuclear na Central Nuclear de Fukushima I, causado pelo tsunami que provocou falhas no reator e liberou quantidades significativas de materiais radioativos, lembrando a experiência do desastre de Chernobyl.

Os impactos ambientais causados pela instalação de usinas hidrelétricas vêm criando discussões, principalmente no Brasil onde é a principal forma de geração de energia elétrica, devido a possíveis alagamentos em terras florestais ou cultiváveis (FRIGO, 2013).

Nos últimos anos as energias renováveis como solar fotovoltaica, eólica, hidráulica e biomassa vêm sendo incentivadas pelos governos de vários países. Já que empregam como energia primária elementos que são recompostos na natureza em curto prazo ou em um processo inesgotável.

Neste contexto, a geração distribuída está ganhando importância no abastecimento da demanda de energia no mundo. A possibilidade para o consumidor apresentar um papel importante na geração elétrica vem ganhando incentivos governamentais. O que tende a inovar o cenário mundial do sistema de energia elétrica formado principalmente pela geração centralizada que utiliza de linhas de transmissão e distribuição para alimentar as unidades consumidoras.

A energia solar fotovoltaica é uma fonte que tem recebido muito atenção pela comunidade técnica como geração distribuída, devido sua fácil adaptação às residências, aos prédios ou a qualquer espaço vazio com incidência de luz, onde as células fotovoltaicas realizam a conversão da radiação solar em eletricidade. Além disso, suas instalações não provocam impactos ambientais, visuais e sonoros

## 1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A partir da Resolução Normativa (REN) n°432, criada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) em 2011, foi estabelecido aos consumidores condições de geração de energia com base em fontes renováveis para abastecer o próprio consumo ou fornecer energia à rede distribuidora caso haja excedentes.

A implantação de geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição pode trazer vantagens para a concessionária e para o consumidor produtor de energia. Mas pode provocar impactos nas redes de distribuição quando os índices limites de qualidade de energia elétrica são violados, provocando variações de tensões e distorções harmônicas.

Os módulos fotovoltaicos entregam a energia em corrente contínua para o conversor CC-CA converter em corrente alternada. Os conversores CC-CA, ou inversores, nos sistemas de geração fotovoltaico podem gerar ondas harmônicas que compõem a onda senoidal de saída, durante o processo de chaveamento realizado pelas chaves eletrônicas. Quando o número de sistemas fotovoltaicos conectados à mesma rede assume uma quantidade significativa, as distorções harmônicas impactam na degradação da forma de onda da tensão da rede, deixando a condição de operação dos equipamentos inadequada, já que a rede abastece muitas cargas (FORTES, 2016).

O índice mais efetivo para calcular as taxas de harmônicos em uma componente fundamental é a  $DHT$  (Distorção Harmônica Total) de corrente e de tensão. Contudo, os inversores devem atender os requisitos necessários para fornecer energia à rede de distribuição com  $DHT_i$  (Distorção Harmônica Total de Corrente), de acordo com a norma IEEE 519-2014 (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Para atender a esses requisitos, deve ser acoplado um filtro passa-baixa na saída do inversor.

Os inversores são interligados em paralelo à carga e à rede de distribuição, em virtude disso, podem afetar a qualidade de energia das instalações elétricas. De acordo com o módulo 8 do PRODIST-2021 (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), elaborado pela ANEEL, serão investigados a tensão nominal e a *DHT* de tensões e correntes na rede de distribuição.

Os casos em análise são para quatro sistemas de redes de distribuição secundários trifásicos, constituídos por: 1) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência unitário, 2) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 indutivo, 3) cinco geradores fotovoltaicos com potência nominal de 15 kW e cinco cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 capacitivo, 4) dois geradores fotovoltaicos de 12 kW, dois geradores fotovoltaicos de 15 kW e um gerador fotovoltaico de 24 kW; duas cargas com potência aparente nominal de 12 kVA e fator de potência 0,95 e 0,98 indutivo, duas cargas com potência aparente nominal de 15 kVA e fator de potência 0,98 indutivo e unitário e uma carga com potência aparente nominal de 24 kVA e fator de potência unitário.

Os sistemas 1, 2 e 3 formam 28 casos com base nas quantidades de potência gerada e potência consumida com variações das distâncias entre os barramentos. O sistema 4 apresenta 5 casos baseados na potência gerada de acordo com a curva de GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) e na potência consumida segundo valores típicos da demanda residencial, obtidos pela IEA (*International Energy Agency*).

### 1.3 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é compreender a geração de conteúdo harmônico do sistema do inversor fotovoltaico conectado à rede de distribuição e investigar os efeitos dos harmônicos na qualidade de energia das instalações elétricas, quando existe grande penetração de geração fotovoltaica na rede de distribuição.

#### 1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compreender a geração de conteúdo harmônico pelos inversores fotovoltaicos;
- Compreender o efeito da atenuação do filtro de potência sobre os harmônicos do sistema;
- Compreender as distorções harmônicas de baixa frequência associadas ao controle;
- Certificar da norma IEEE 519-2014 para geração de correntes harmônicas pelos inversores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição;
- Projetar o inversor fotovoltaico, com estrutura detalhada, conectado à rede de distribuição no *software* PSIM;
- Estabelecer os cenários de estudo para inversores, com estrutura simplificada, conectados à rede de distribuição no *software* PSIM;
- Investigar o efeito do PWM quando há grande penetração de geração fotovoltaica nos cenários de estudos estabelecidos.

#### 1.4 ESTRUTURA DO TEXTO

Este trabalho está organizado em 6 capítulos, incluindo a introdução.

No capítulo 2 é desenvolvido a referência bibliográfica do trabalho para o inversor fotovoltaico, com estrutura detalhada, conectado à rede de distribuição.

No capítulo 3 é obtido os valores do projeto do inversor fotovoltaico, com estrutura detalhada, conectado à rede de distribuição, através da simulação no *software* PSIM.

No capítulo 4 é desenvolvido o referencial teórico para o projeto do inversor fotovoltaico, com estrutura simplificada, conectado à rede de distribuição.

No capítulo 5 é obtido a simulação e os resultados no *software* PSIM para os estudos de casos dos inversores fotovoltaicos, com estrutura simplificada, conectados à rede de distribuição.

No capítulo 6 são discutidas as conclusões e considerações finais.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os harmônicos são componentes periódicos com frequências múltiplas em relação a frequência da componente fundamental de 60 Hz. Estão atrelados à qualidade de energia elétrica, por isso é usado o índice *DHT* para calcular a taxa de distorção harmônica total dos sinais de tensão e corrente.

O sistema de geração fotovoltaica é composto pelo conversor CC-CA, equipamento responsável por fornecer em sua saída uma tensão alternada, com frequência da rede e controle de corrente de saída. O conversor CC-CA, ou inversor, é desenvolvido por chaves semicondutoras que comutam através de um sinal modulado em PWM (*Pulse Width Modulation*). O sinal modulado apresenta elevada frequência, o que torna a comutação uma fonte de harmônicos para a corrente e tensão de saída.

A norma IEEE 519-2014 estabelece os requisitos de *DHT* de corrente e tensão que o conversor pode gerar na rede de distribuição. Por tanto, para atender esses requisitos presentes na norma, é necessário um acoplamento de um filtro ao conversor CC-CA. O uso mais comum é a utilização de filtros passivos, considerando que os mais encontrados em aplicações são os filtros L, LC e LCL.

Diante disto, a seção 2.1 deste capítulo inicia com a apresentação da modulação bipolar para conversores CC-CA monofásicos, com detalhes na aplicação e apresentação de suas vantagens e desvantagens. Além disso, apresenta a modulação PWM senoidal para conversores CC-CA trifásicos, como complemento para o uso de inversores trifásicos na rede de distribuição.

A modulação interfere diretamente no projeto de filtro, portanto a seção 2.2 deste capítulo apresenta a metodologia de projeto do filtro passivo LCL. Levando em conta o uso da modulação bipolar para os inversores monofásicos, o filtro LCL é preferível, por apresentar uma melhor atenuação dos componentes de frequência de comutação.

Os modelos matemáticos para as plantas a serem controladas e o controle utilizado são apresentados na seção 2.3 deste capítulo. O que inclui o cálculo dos ganhos do controlador PI e os diagramas de blocos de controle para o sistema conectado à rede de distribuição.

Por fim, a seção 2.4 deste capítulo apresenta as normas técnicas para acoplamento do inversor à rede de distribuição.

## 2.1. MODULAÇÃO DE CONVERSORES CC-CA

Os conversores CC-CA realizam a conversão de potência de uma fonte de tensão contínua para uma carga de tensão alternada. Nesta seção serão apresentadas as modulações dos sinais de comutação das chaves semicondutoras para os conversores CC-CA monofásico e trifásico. O inversor monofásico adotado é em ponte completa para operar em modulação bipolar. O inversor trifásico adotado é com seis chaves semicondutoras a três braços e três fios com modulação PWM senoidal.

### 2.1.1 Conversor CC-CA monofásico

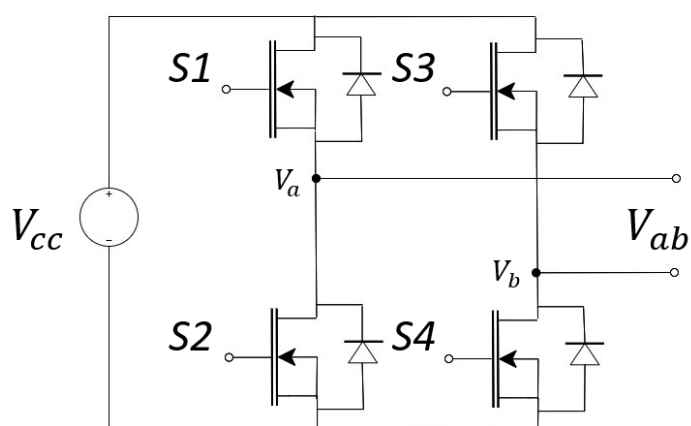
Para aplicações comerciais e residenciais de sistemas fotovoltaicos, adota-se inversores monofásicos sem transformadores e sem isolamento galvânica entre os painéis fotovoltaicos e a rede de distribuição para reduzir os custos. Por tanto as famílias de inversores utilizadas para redução dos custos são classificadas em ponte completa e meia-ponte (MARANGONI, 2012).

A ausência da isolamento galvânica pode provocar o surgimento de uma grande corrente de fuga devido às capacitâncias parasitas presentes no módulo fotovoltaico. Os inversores em meia-ponte eliminam os problemas com correntes de fuga, a partir do aterramento do ponto central do arranjo fotovoltaico, porém esse arranjo deve ter o dobro de painéis fotovoltaicos comparado ao inversor em ponte completa (MARANGONI, 2012).

Os inversores monofásicos em ponte completa são adotados neste trabalho por apresentarem um melhor aproveitamento do arranjo fotovoltaico, além de conseguirem eliminar a corrente de fuga por manterem a tensão de modo comum dos inversores sempre constante (MARANGONI, 2012). As estratégias de comutação comumente utilizadas são a modulação bipolar e unipolar. Neste trabalho optou-se por realizar a modulação bipolar que tem como vantagem uma baixa corrente de fuga, uma baixa interferência eletromagnética e não apresenta componentes na frequência de comutação (TEODORESCU et al., 2011).

O conversor CC-CA monofásico em ponte completa tem a topologia ilustrado na Figura 1. Na entrada do inversor é implementado um barramento CC, correspondente à tensão gerada pelos painéis fotovoltaicos. O inversor apresenta quatro chaves semicondutoras (MOSFET de canal N). De acordo com (RASHID, 2011), S1 e S2, ou S3 e S4, são complementares entre si, portanto uma chave só é acionada enquanto a outra estiver aberta para não provocar curto circuito na fonte de tensão contínua ( $V_{cc}$ ). Para a comutação das chaves semicondutoras são definidos dois estados (1 e 2), determinados na Tabela 1.

**Figura 1 – Conversor CC-CA monofásico**



Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)

**Tabela 1 – Estado de chaves para um conversor CC-CA monofásico em ponte completa**

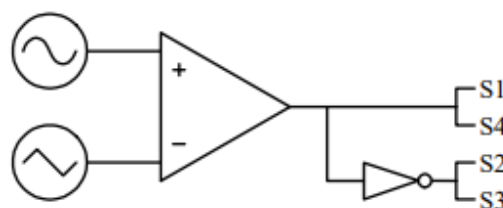
Estado	Chaves Acionadas	Tensão de Saída ( $V_{ab}$ )
1	S1 e S4	$V_{cc}$
2	S2 e S3	$-V_{cc}$

Fonte: RASHID, 2011

O controle das chaves semicondutoras é realizado pela modulação do sinal PWM (*Pulse Width Modulation*). A modulação bipolar é obtida pela comparação entre o sinal senoidal da função moduladora e o sinal triangular da função portadora, como é ilustrada na Figura 2. A Figura 3-a apresenta a forma de onda desses sinais, o sinal senoidal possui mesma fase e frequência que a tensão da rede de distribuição, enquanto o sinal triangular tem frequência elevada para comutação das chaves (MARANGONI, 2012).



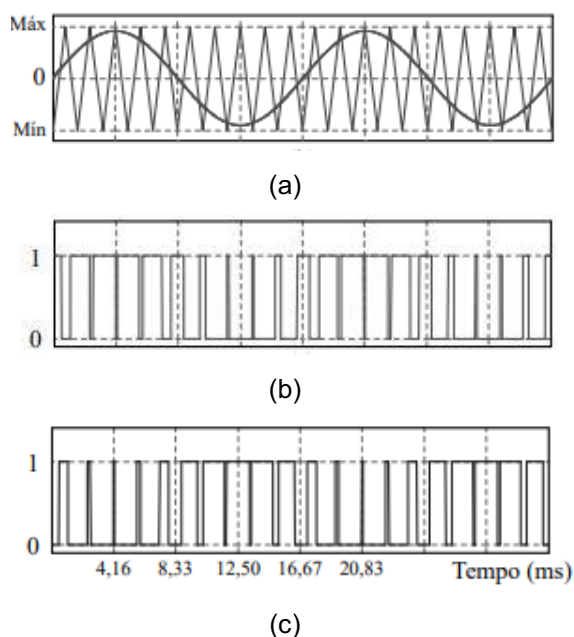
**Figura 2 – Comparação dos sinais da função moduladora e portadora**



Fonte: MARANGONI, 2012

Quando o sinal senoidal é maior que o triangular, as chaves S1 e S4 são ligadas e as chaves S2 e S3 são desligadas, já quando o sinal senoidal é menor que o triangular as chaves S1 e S4 são desligadas e as chaves S2 e S3 são ligadas. Adotando a referência de chave ligada igual a 1 e chave desligada igual a zero, o comando para as chaves S1 e S4 está ilustrado na Figura 3-b, e o comando para as chaves S2 e S3, está ilustrado na Figura 3-c.

**Figura 3 – Geração dos sinais de comando das chaves**



(a) Sinal senoidal da função moduladora e sinal triangular da função portadora

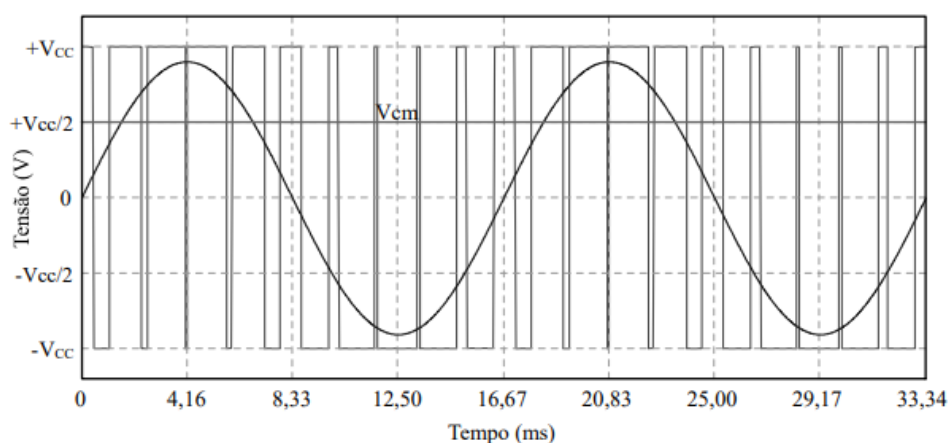
(b) Sinal de comando para as chaves S1 e S4

(c) Sinal de comando para as chaves S2 e S3

Fonte: MARANGONI, 2012

Considerando os estados da Tabela 1, a modulação bipolar fornecerá dois níveis de tensão, observados na Figura 4. A tensão de saída do inversor  $V_{ab}$  é igual a  $V_{cc}$ , quando S1 e S4 são acionadas, e igual a  $-V_{cc}$ , quando S2 e S3 são acionadas. A tensão de modo comum  $V_{cm}$ , ilustrada na Figura 4, permanece sempre constante. As variações de tensão de  $V_{ab}$  tem amplitude igual a  $2V_{cc}$  e a frequência de  $V_{ab}$  é a frequência do sinal triangular da função portadora (MARANGONI, 2012).

**Figura 4 – Tensão de saída do inversor ( $V_{ab}$ ), tensão da rede e tensão de modo comum ( $V_{cm}$ )**



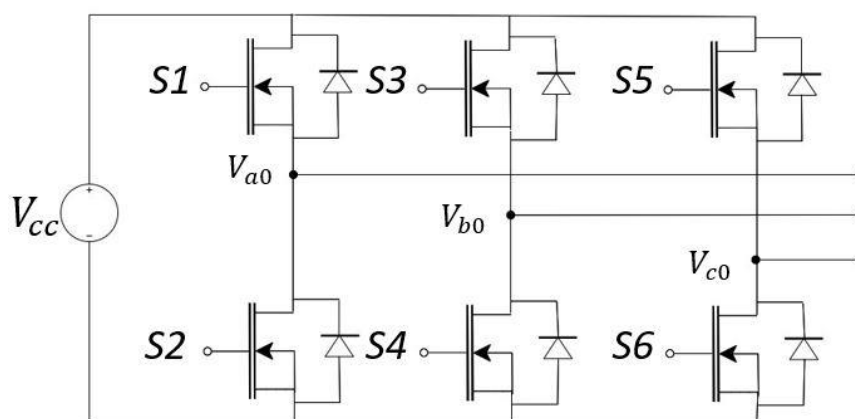
**Fonte: MARANGONI, 2012**

### 2.1.2 Conversor CC-CA trifásico

Os inversores trifásicos cobrem aplicações de média e alta potência, diferente dos inversores monofásicos que tendem a cobrir energia de baixo alcance. O principal objetivo dessas topologias é fornecer uma fonte de tensão trifásica, no qual a frequência, amplitude e fase devem ser sempre controláveis (RASHID, 2011).

O conversor CC-CA trifásico adotado está montado na Figura 5, com seis chaves semicondutoras a três braços e três fios. A modulação por largura de pulso (PWM) pode ser utilizado em inversores trifásicos, assim como em inversores monofásicos, porém apresentar algumas modificações na maneira de implementar. Neste caso, o inversor apresenta seis chaves semicondutoras, em que S2, S4 e S6 são complementares, respectivamente, a S1, S3 e S5.

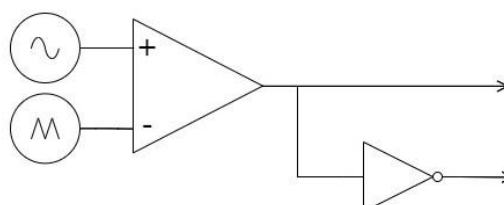
Figura 5 – Conversor CC-CA trifásico com seis chaves semicondutoras a três braços e três fios



Fonte: Adaptado de (PAUKNER, 2016)

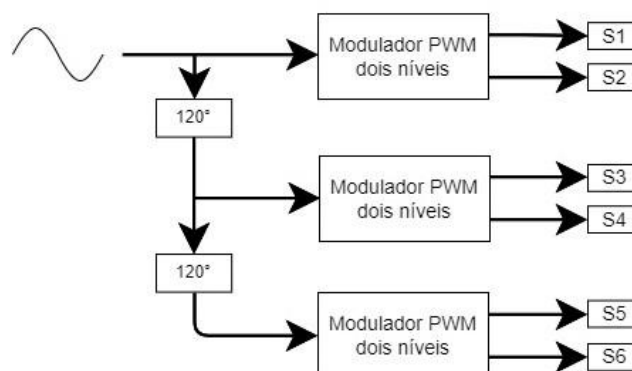
Para geração dos sinais de comando das chaves do inversor trifásico utiliza o modulador PWM dois níveis da Figura 6, o qual compara o sinal senoidal de referência e o sinal triangular da onda portadora. Mas o inversor trifásico precisa de três controles com sinais de referência defasados  $120^\circ$ , o modelo é demonstrado na Figura 7.

Figura 6 – Modulador PWM dois níveis



Fonte: Adaptado de (MARANGONI, 2012)

Figura 7 – Controle das chaves com sinais de referência defasados  $120^\circ$



Fonte: GEP - UFMG, 2019

Por tanto, o sinal de referência da fase a ( $V_{refa}$ ) aciona S1, quando é maior que o sinal triangular e aciona a S2 quando é menor que o sinal triangular. O sinal de referência da fase b ( $V_{refb}$ ), atrasado  $120^\circ$  em relação a  $V_{refa}$ , aciona S3, quando é maior que o sinal triangular e aciona S4, quando é menor que o sinal triangular. O sinal de referência da fase c ( $V_{refc}$ ), adiantado  $120^\circ$  em relação a  $V_{refa}$ , aciona S5, quando é maior que o sinal triangular e aciona S6, quando é menor que o sinal triangular (BACON et al., 2011). As chaves semicondutoras são comutadas de acordo com os oito estados para o inversor trifásico apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2 – Estados de chaves para o inversor trifásico**

Estado	Chaves Acionadas	$V_{ab}$	$V_{bc}$	$V_{ca}$
1	S1, S6, S4	$V_{cc}$	0	$-V_{cc}$
2	S6, S3, S1	0	$V_{cc}$	$-V_{cc}$
3	S3, S2, S6	$-V_{cc}$	$V_{cc}$	0
4	S2, S5, S3	$-V_{cc}$	0	$V_{cc}$
5	S5, S4, S2	0	$-V_{cc}$	$V_{cc}$
6	S4, S1, S5	$V_{cc}$	$-V_{cc}$	0
7	S1, S3, S5	0	0	0
8	S2, S4, S6	0	0	0

Fonte: RASHID, 2011

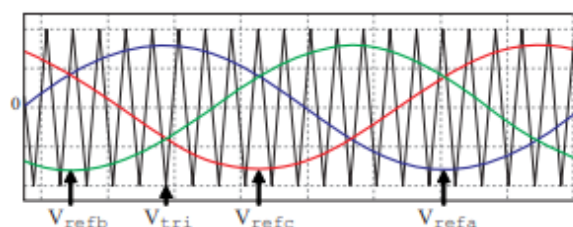
Dos oito estados válidos, os estados 7 e 8 produzem tensões de linha ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$ ) igual a zero. Para estes casos, as correntes circulam livres nos componentes superiores ou inferiores. Os estados de 1 a 6 produzem tensões de linha diferentes de zero para gerar uma forma de onda. O inversor se move de um estado para o outro, conseqüentemente, as tensões de linha de saída apresentam três níveis de tensão  $V_{cc}$ ,  $-V_{cc}$  e 0 (RASHID, 2011).

Os sinais de referência ( $V_{refa}$ ,  $V_{refb}$ ,  $V_{refc}$ ) e o sinal triangular da onda portadora ( $V_{tri}$ ) são comparados na Figura 8. Através da comutação das chaves, obtém-se as tensões de fase do inversor ( $V_{a0}$ ,  $V_{b0}$ ,  $V_{c0}$ ) que são formadas por dois níveis de tensão  $V_{cc}$  e 0. As tensões de linha de saída do inversor ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$ ) são obtidas através das diferenças ( $V_{ab} = V_{a0} - V_{b0}$ ,  $V_{bc} = V_{b0} - V_{c0}$ ,  $V_{ca} = V_{c0} - V_{a0}$ ). As tensões de fase do inversor  $V_{a0}$  e  $V_{b0}$  estão ilustradas, respectivamente, nas Figuras 9-a e 9-b. A tensão de saída  $V_{ab}$ , ilustrada na Figura 9-c, apresenta três níveis de tensão. A tensão de fase da carga  $V_{aN}$  e a corrente  $I_a$  são demonstradas na Figura 9-d.

Assim como a modulação bipolar para o inversor monofásico, a modulação PWM senoidal do inversor trifásico gera distorções harmônicas, devido às altas frequências de comutação das chaves. Os harmônicos afetam as formas de onda de tensão e corrente, causam deterioração do fator de potência, irradiações de ondas eletromagnéticas e aquecimento de elemento reativos (ALEX-SANDER; BRAZ, 2008).

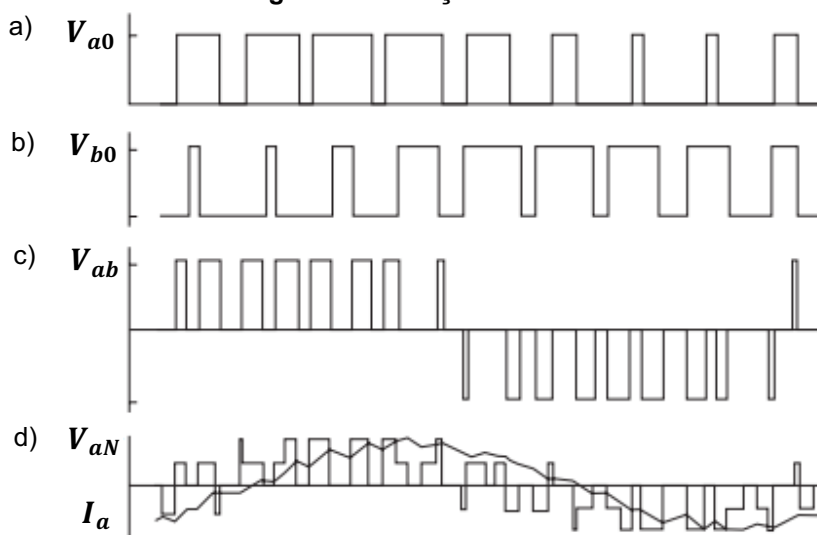
Com o intuito de reduzir os efeitos causados pelos harmônicos, são empregados filtros passivos conectados ao conversor. Esses filtros são utilizados para atenuar as componentes harmônicas de altas frequências geradas na comutação das chaves.

**Figura 8 – Comparação entre sinais de referência ( $V_{refa}$ ,  $V_{refb}$ ,  $V_{refc}$ ) e o sinal triangular da função portadora ( $V_{tri}$ )**



Fonte: BACON et. al., 2011

**Figura 9 – Geração PWM senoidal**



- (a) Tensão de fase do inversor ( $V_{a0}$ )
- (b) Tensão de fase do inversor ( $V_{b0}$ )
- (c) Tensão de linha do inversor ( $V_{ab}$ )
- (d) Tensão de fase da carga ( $V_{aN}$ ) e corrente de fase ( $I_a$ ) para uma carga RL

Fonte: HART, 2011

## 2.2 PROJETO DO FILTRO PASSA-BAIXA LCL PARA CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO

Os efeitos dos harmônicos na corrente devem ser atendidos de acordo com a norma IEEE 519-2014, por isso o inversor conectado à rede de distribuição precisa ser acoplado na saída por um filtro passa-baixa. O filtro ideal apresenta baixa frequência de corte e alta atenuação das componentes harmônicas na frequência de chaveamento (CHA; VU, 2010).

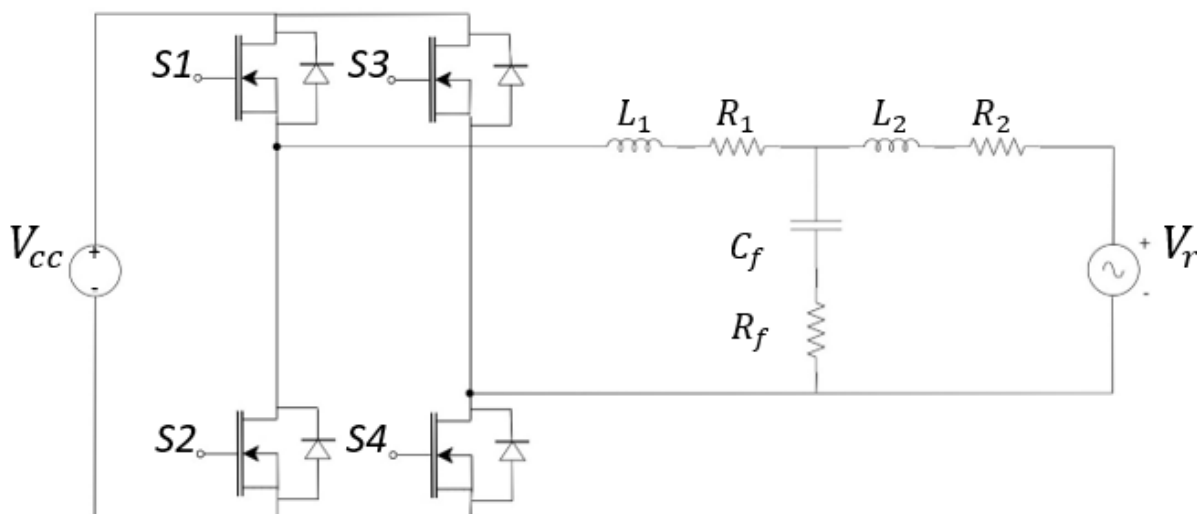
Os filtros passa-baixa geralmente são encontrados como filtro L, LC e LCL. O filtro LCL, em relação às topologias L e LC, apresenta melhor atenuação das componentes da frequência de comutação. Tem como vantagem o desacoplamento da impedância do filtro e da rede, a baixa ondulação de corrente no indutor do lado da rede e a boa atenuação, mesmo utilizando baixos valores de indutância e capacitância (CHA; VU, 2010). O filtro LCL apresenta baixo consumo de potência reativa na frequência da rede, assim como o filtro L (MASSING et al., 2012).

É necessário um controle de corrente para manter a estabilidade do sistema utilizando o filtro LCL, devido a esse sistema ser mais suscetível às interferências causadas pelas harmônicas de tensão da rede e à possibilidade de ressonância (TWINING; HOLMES, 2003). Utiliza-se o controlador Proporcional-Integral (PI), para controlar a distorção da tensão de saída. Realiza-se a inserção de um elemento passivo em série com o capacitor para amortecer a ressonância do filtro (GABE et al., 2009) e (WANG et al, 2010).

O filtro LCL é composto por dois indutores, com sua indutância e resistência intrínseca, e um capacitor conectado em série a um resistor de amortecimento. Sua topologia é apresentada acoplada ao conversor CC-CA monofásico conectado a uma rede ideal na Figura 10, e acoplada ao conversor CC-CA trifásico conectado a uma rede ideal na Figura 11.

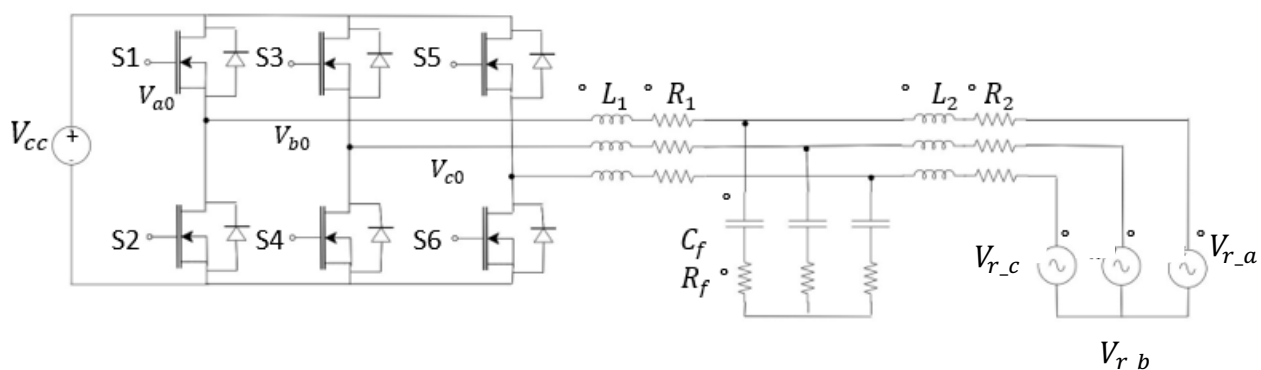
Nesta seção será trabalhado a metodologia para elaboração do projeto do filtro LCL para o conversor CC-CA monofásico. Portanto, a topologia da Figura 9 será o foco de estudo para que seja possível obter a  $DHT_i$  no ponto de conexão da rede, com base nos valores dos componentes do projeto do filtro LCL.

Figura 10 – Conversor CC-CA monofásico com filtro LCL



Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)

Figura 11 – Conversor CC-CA trifásico com filtro LCL



Fonte: Adaptado de (PAUKNER, 2016)

### 2.2.1 Metodologia baseada na resposta em frequência para o projeto do filtro LCL

A metodologia do projeto do filtro LCL para o conversor CC-CA monofásico está relacionada às normas estabelecidas para os parâmetros que o filtro deve atender. Por isso, deve-se analisar as distorções harmônicas de tensão e corrente como parâmetros de qualidade de energia.

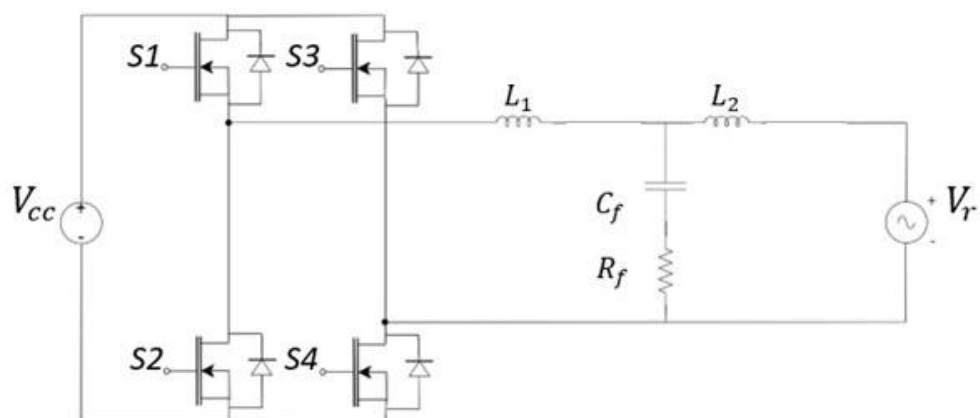
Os filtros LCL estão condicionados a variação de corrente nos indutores, denominada de ondulação máxima de corrente ( $\Delta i_p$ ) ou, ainda, pico de *ripple* de corrente. A metodologia do filtro se baseará em um conversor conectado a uma rede ideal. Porém, em casos reais, a rede de distribuição disponível pode ser uma rede

fraca ou com distúrbios, o que causa a deterioração da corrente injetada na rede (NARDI, 2016).

As técnicas de modulação que serão consideradas para a metodologia do filtro LCL para conexão de um conversor CC-CA monofásico à rede é a modulação bipolar. Nesta seção, será demonstrado o procedimento de dimensionamento para o filtro passivo LCL baseado na resposta em frequência. O circuito de modelagem será o da Figura 12, por conta de não apresentar as resistências intrínsecas do indutor para facilitar o cálculo das componentes do filtro LCL. As resistências intrínsecas são implementadas com valores baixos na simulação do circuito.

O método proposto para dimensionamento do filtro LCL obtém, através de equações com soluções analíticas, valores para os componentes do filtro passivo ilustrados na Figura 12 que buscam atender a  $DHT_i$ , fator de potência no ponto de conexão, a frequência angular de ressonância ( $\omega_{res}$ ), e o coeficiente de amortecimento ( $\xi$ ) especificados para o projeto.

**Figura 12 – Circuito do inversor monofásico conectado à uma rede ideal por um filtro LCL**

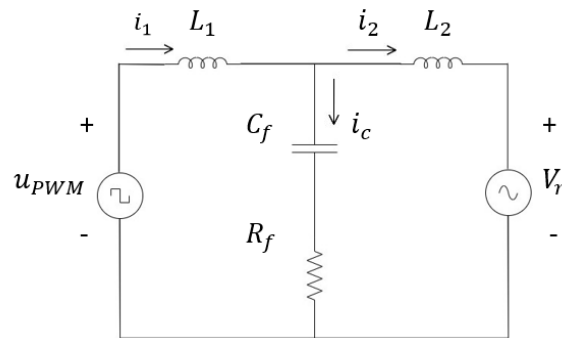


**Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)**

O procedimento para obtenção das funções analíticas utiliza-se de duas funções de transferências  $G_v(s)$  e  $G_i(s)$ , obtidas por meio do circuito equivalente da Figura 13. A função de transferência  $G_v(s)$  é utilizada para determinar as equações que definem o coeficiente de amortecimento e a frequência angular natural para o filtro LCL. A fase da função de transferência  $G_i(s)$  é utilizada para determinar o fator de potência no ponto de conexão com a rede (NARDI, 2016).



Figura 13 – Circuito equivalente do inversor monofásico conectado à rede por um filtro LCL



Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)

O circuito equivalente é representado pela tensão de saída do inversor ( $u_{PWM}$ ) e a tensão da rede de distribuição ( $V_r$ ). O filtro LCL apresenta dois indutores com suas indutâncias ( $L_1$  e  $L_2$ ), apresenta o capacitor ( $C_f$ ) e o resistor de amortecimento ( $R_f$ ). De acordo com a topologia da Figura 13, a corrente de saída do inversor ( $I_1$ ) circula pelo indutor  $L_1$  e a corrente de saída do filtro ( $I_2$ ) circula pelo indutor  $L_2$ .

A função de transferência  $G_v(s)$ , apresentada na equação (1), relaciona  $I_2(s)$ , com a tensão de saída do inversor  $U_{PWM}(s)$ . O método utiliza a frequência de comutação das chaves como frequência fundamental. As componentes  $I_2(s)$  e  $U_{PWM}(s)$  são obtidas na frequência de comutação através da análise de Fourier.

$$G_v(s) = \frac{I_2(s)}{U_{PWM}(s)}. \quad (1)$$

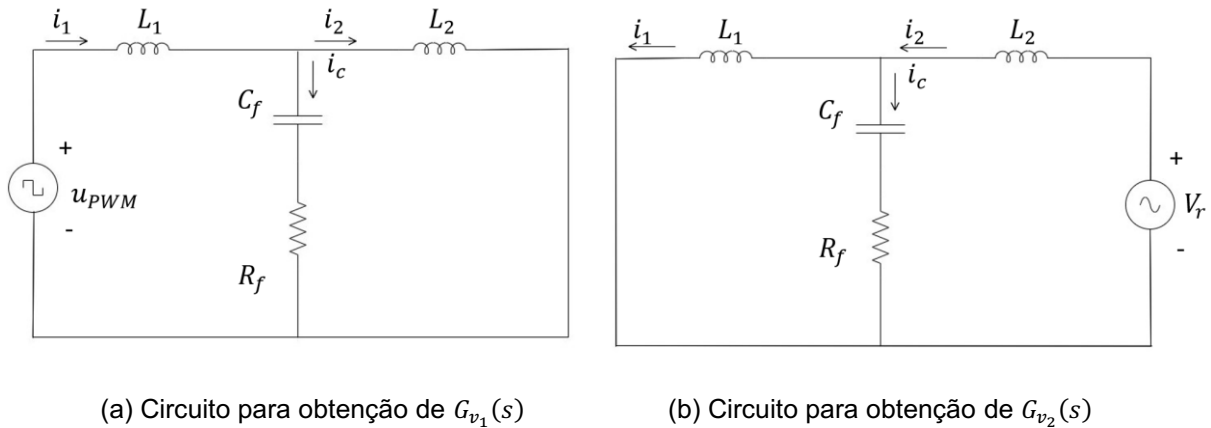
A função de transferência  $G_i(s)$ , apresentada na equação (2), relaciona  $I_2(s)$  com  $I_1(s)$ . A utilização dessa função de transferência é por meio da sua fase, portanto não é necessário a aplicação da análise de Fourier para a obtenção dos componentes da frequência de comutação.

$$G_i(s) = \frac{I_2(s)}{I_1(s)}. \quad (2)$$

## 2.2.2 Determinação da função de transferência $G_v(s)$ do filtro LCL

A função de transferência  $G_v(s)$  é obtida através do teorema de superposição, aonde apresentam-se duas parcelas da corrente  $I_2$ , sendo que cada uma tem o circuito equivalente ilustrado na Figura 14. A corrente  $I_2$ , que circula por  $L_2$ , depende das tensões  $U_{PWM}$  e  $V_r$ . Portanto, para determinar  $I_2(s)$  por superposição na função de transferência  $G_v(s)$ , é preciso obter duas funções de transferências, sendo uma para cada parcela de contribuição de  $I_2$ .

**Figura 14 – Circuitos para obtenção da matriz  $G_v(s)$**



**Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)**

As funções de transferências são obtidas pelos circuitos da Figura 14, resultados da aplicação de superposição. A Figura 14 (a) ilustra o circuito equivalente para obter a função de transferência  $G_{v_1}(s)$ , demonstrada na equação (3). A Figura 13 (b) ilustra o circuito equivalente para obter a função de transferência  $G_{v_2}(s)$ , demonstrada na equação (4).

$$G_{v_1}(s) = \frac{I_2 u_{PWM}(s)}{U_{PWM}(s)} \quad (3)$$

$$G_{v_2}(s) = \frac{I_2 V_r(s)}{V_r(s)} \quad (4)$$

Levando em conta os dois sentidos da corrente  $I_2$  na Figura 14, a corrente  $I_2(t)$ , definida na equação (5), é a soma de  $I_{2u_{PWM}}(t)$ , derivado de  $u_{PWM}(t)$ , e  $I_{2V_r}(t)$ , derivado de  $V_r(t)$ .

$$I_2(t) = I_{2u_{PWM}}(t) - I_{2V_r}(t). \quad (5)$$

Considerando as equações (3) e (4),  $I_2(s)$  é definido como

$$I_2(s) = G_{v_1}(s) \cdot U_{PWM}(s) - G_{v_2}(s) \cdot V_r(s). \quad (6)$$

A forma matricial da equação (6) é demonstrada como

$$\mathbf{I}_2(s) = [G_{v_1}(s) \quad -G_{v_2}(s)] \begin{bmatrix} U_{PWM}(s) \\ V_r(s) \end{bmatrix}. \quad (7)$$

De acordo com os circuitos equivalente da figura 14, pode-se definir  $G_{v_1}(s)$  e  $G_{v_2}(s)$  como

$$G_{v_1}(s) = \frac{I_2(s)}{U_{PWM}(s)} = \frac{sC_f R_f + 1}{s^3 L_1 L_2 C_f + s^2 C_f R_f (L_1 + L_2) + s(L_1 + L_2)} \Big|_{V_r(s)=0}, \quad (8)$$

$$G_{v_2}(s) = \frac{I_2(s)}{V_r(s)} = \frac{s^2 L_1 C_f + s C_f R_f + 1}{s^3 L_1 L_2 C_f + s^2 C_f R_f (L_1 + L_2) + s(L_1 + L_2)} \Big|_{U_{PWM}(s)=0}. \quad (9)$$

A tensão da rede não contribui com  $G_{v_2}(s)$  na frequência de comutação das chaves. Como este método utiliza dos componentes harmônicos fundamentais na frequência de comutação, a contribuição de  $V_r(s)$  é desconsiderada, fazendo com que  $G_{v_1}(s) = G_v(s)$ .

Colocando  $s$  em evidência, a equação (8) é reescrita como

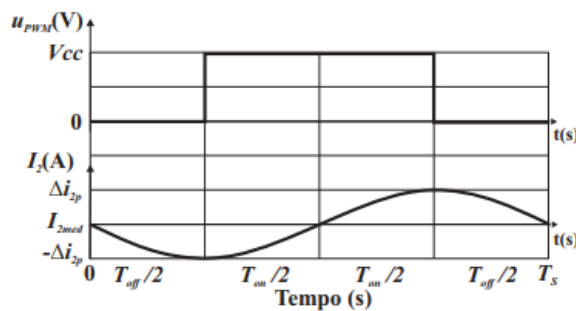
$$G_v(s) = \frac{I_2(s)}{U_{PWM}(s)} = \frac{sC_f R_f + 1}{s(s^2 L_1 L_2 C_f + sC_f R_f (L_1 + L_2) + L_1 + L_2)}. \quad (10)$$

O módulo da equação (10) é definido como

$$|G_v(j\omega_s)| = \frac{|I_2(j\omega_s)|}{|U_{PWM}(j\omega_s)|}. \quad (11)$$

O ganho na equação (10), resultado da relação entre a corrente  $I_2(s)$  e a tensão  $U_{PWM}(s)$ , precisa ser utilizado na frequência de comutação das chaves. A Figura 15 obtém os sinais de corrente  $I_2(s)$  e tensão  $U_{PWM}(s)$ .

**Figura 15 – Tensão de saída do inversor e corrente de saída do filtro LCL com aproximação senoidal**



Fonte: NARDI, 2016

Para obter o valor de  $U_{PWM}(s)$  na frequência de comutação é necessário aplicar a análise de Fourier ao sinal de tensão de saída do inversor. Os coeficientes de Fourier são obtidos por meio da equação (12) para a tensão de entrada do filtro.

$$cV_k = \frac{1}{T_s} \int_{\frac{T_{off}}{2}}^{\frac{T_{off}}{2} + T_{on}} V_{cc} e^{-j\omega_s k t} dt. \quad (12)$$

A componente fundamental da tensão de entrada na frequência de comutação pode ser escrita como na equação (13), após a integral da equação (12) ser resolvida para  $k = 1$ .

$$U_{1PWM_p} = 2 \cdot |C_{v1}| = \frac{2V_{cc}}{\pi} \sin(2\pi m_a). \quad (13)$$

A componente fundamental da corrente na saída do filtro LCL na frequência de comutação tem o formato senoidal. Portanto, o valor de  $I_2$  em *RMS* é obtido pela relação entre a potência injetada e a tensão em *RMS* no ponto de conexão. O valor de pico da componente harmônica da corrente na saída do filtro LCL na frequência de comutação ( $\Delta i_{2_{hp}}$ ) é definido a partir do valor de  $DHT_i$  e  $I_2$ , como mostra a equação (14).

$$\Delta i_{2_{hp}} = \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot DHT_i. \quad (14)$$

Ao rearranjar a equação (10) em

$$G_v(s) = \frac{I_2(s)}{U_{PWM}(s)} = \frac{\frac{sC_f R_f + 1}{L_1 L_2 C_f} + \frac{1}{L_1 L_2 C_f}}{s(s^2 + s \frac{R_f(L_1 + L_2)}{L_1 L_2} + \frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f})}, \quad (15)$$

é possível determinar o coeficiente de amortecimento ( $\xi$ ) e a frequência angular natural do filtro LCL ( $\omega_n$ ) ao comparar o denominador da equação (15) com o denominador da equação (16). Assim, são extraídos os valores de  $\xi$  e  $\omega_n$ , respectivamente, nas equações (17) e (18).

$$G(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + s2\xi\omega_n + \omega_n^2}. \quad (16)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}}. \quad (17)$$

$$\xi = \frac{R_f(L_1 + L_2)}{2\omega_n L_1 L_2}. \quad (18)$$

A frequência angular de ressonância ( $\omega_{res}$ ) é obtida a partir de  $\omega_n$  e  $\xi$ , considerando a faixa de valores de amortecimento  $0 \leq \xi \leq 0,707$ .

$$\omega_{res} = \omega_n \sqrt{1 - 2\xi^2}. \quad (19)$$

Substituindo as expressões de  $\omega_n$  e  $\xi$ , respectivamente, das equações (17) e (18), na equação (19), obtém-se

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_1+L_2}{L_1L_2C_f} - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{R_f(L_1+L_2)}{2\omega_n L_1L_2}\right)^2}. \quad (20)$$

Ao considerar que o coeficiente de amortecimento é nulo na equação (19), para o caso onde  $R_f = 0$  na equação (18), nota-se que a frequência angular de ressonância é igual à frequência angular natural do filtro LCL. Se  $R_f > 0$  na equação (18), o amortecimento aumenta e conseqüentemente a frequência angular de ressonância tem redução em seus picos. Portanto, considera-se a existência de um valor baixo de  $R_f$  que representa a resistência intrínseca do capacitor e dos indutores no amortecimento passivo (NARDI, 2016).

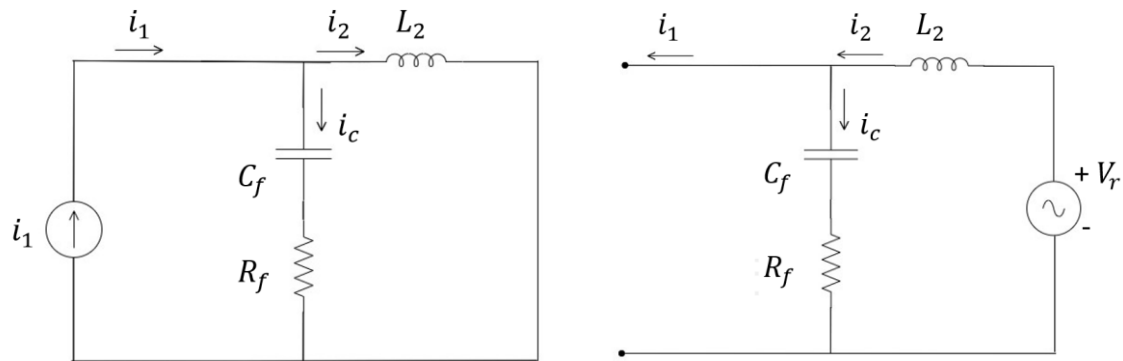
### 2.2.3 Determinação da função de transferência $G_i(s)$ do filtro LCL

Para obter a função de transferência  $G_i(s)$ , é necessário usar o teorema de superposição, por considerar que a corrente  $I_2(s)$  possui duas parcelas, oriundas de contribuições de  $I_1(s)$  e  $V_r(s)$ . A Figura 16 ilustra os dois circuitos equivalentes que representam as funções de transferência  $G_{i_1}(s)$  e  $G_{i_2}(s)$ , respectivamente, demonstradas nas equações (21) e (22).

$$G_{i_1}(s) = \frac{I_2 I_1(s)}{I_1(s)}. \quad (21)$$

$$G_{i_2}(s) = \frac{I_2 V_r(s)}{V_r(s)}. \quad (22)$$

Figura 16 – Circuitos equivalentes para obter a função de transferência  $G_i(s)$



(a) Circuito equivalente de  $G_{i_1}(s)$

(b) Circuito equivalente de  $G_{i_2}(s)$

Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)

Pelo teorema de superposição, a corrente  $I_2$ , apresenta dois sentidos,  $I_{2I_1}(t)$ , formada pela corrente  $I_1(t)$ , e  $I_{2V_r}(t)$ , formada pela tensão  $V_r(t)$ , como em

$$I_2(t) = I_{2I_1}(t) - I_{2V_r}(t). \quad (23)$$

Ao substituir as equações (21) e (22) em (23), obtém-se

$$I_2(s) = G_{i_1}(s) \cdot I_1(s) - G_{i_2}(s) \cdot V_r(s). \quad (24)$$

A forma matricial da equação (24) pode ser representada por

$$\mathbf{I}_2(s) = [G_{i_1}(s) \quad -G_{i_2}(s)] \begin{bmatrix} I_1(s) \\ V_r(s) \end{bmatrix}. \quad (25)$$

Considerando a Figura 16, as equações (21) e (22) podem ser reescritas como

$$G_{i_1}(s) = \frac{I_2(s)}{I_1(s)} = \frac{sC_f R_f + 1}{s^2 L_2 C_f + sC_f R_f + 1} \Big|_{V_r(s)=0}, \quad (26)$$

$$G_{i_2}(s) = \frac{I_2(s)}{V_r(s)} = \frac{sC_f}{s^2 L_2 C_f + sC_f R_f + 1} \Big|_{I_1(s)=0}. \quad (27)$$

Dividindo a equação (24) por  $I_1$ , obtém-se

$$\frac{I_2(s)}{I_1(s)} = G_{i_1}(s) - G_{i_2}(s) \cdot \frac{V_r(s)}{I_1(s)}. \quad (28)$$

A equação (28) no domínio da frequência é obtida como

$$\frac{I_2(j\omega)}{I_1(j\omega)} = G_{i_1}(j\omega) - G_{i_2}(j\omega) \cdot \frac{V_r(j\omega)}{I_1(j\omega)}. \quad (29)$$

Considerando o acoplamento do filtro a uma rede ideal, a corrente do inversor  $I_1(j\omega)$  está em fase com a tensão da rede  $V_r(j\omega)$ , por conta do sincronismo realizado no controle, então tem-se que

$$K_i = \left| \frac{V_r}{I_1} \right|. \quad (30)$$

Utiliza-se os valores de  $I_1$  e  $V_r$  na frequência da rede. Portanto, a equação (30) não pode ser utilizada, quando a frequência de saída do inversor é diferente da frequência da rede.

Substituindo as equações (26), (27) e (30) na equação (29), obtém-se

$$G_i(j\omega) = \frac{I_2(j\omega)}{I_1(j\omega)} = \frac{sC_f R_f + 1}{s^2 L_2 C_f + sC_f R_f + 1} - \frac{sC_f}{s^2 L_2 C_f + sC_f R_f + 1} \cdot K_i. \quad (31)$$

Esta função de transferência da equação (31) é necessária para obter o ângulo  $\theta$  que determina o fator de potência no ponto de conexão. Portanto,

$$\theta = \tan^{-1} \left( \omega C_f (R_f - K_i) \right) - \tan^{-1} \left( \frac{\omega C_f R_f}{1 - \omega^2 C_f L_2} \right). \quad (32)$$

A equação (32) é reescrita como

$$\tan \theta = - \frac{C_f \omega (K_i (1 - L_2 C_f \omega^2) + L_2 C_f R_f \omega^2)}{1 - L_2 C_f \omega^2 + C_f^2 R_f \omega^2 (1 - K_i)}. \quad (33)$$



A equação (33) apresenta  $\omega$  como frequência angular da rede em rad/s e as incógnitas  $C_f$ ,  $R_f$  e  $L_2$ . A resistência  $R_f$  pode ser desconsiderada, por conta do valor baixo e não ter grande influência no fator de potência da equação (33). Considera-se então um sistema sem amortecimento, para simplificar e obter a equação (34) (NARDI, 2016).

$$C_f = \frac{-\tan(\theta)}{\omega K_i}. \quad (34)$$

De acordo com a equação (34), o ângulo  $\theta$  é determinado pelo fator de potência no ponto de conexão da rede. O valor da capacitância obtida na Equação (34) é próximo ao valor da capacitância na Equação (33), em termos comerciais pode-se considerar esta aproximação.

#### 2.2.4 Procedimento de Dimensionamento do Filtro LCL

O procedimento de dimensionamento do filtro LCL é realizado através da definição da  $DHT_i$  máxima da corrente injetada na rede, fator de potência no ponto de conexão, frequência angular de ressonância e coeficiente de amortecimento. De acordo com esses valores estipulados, determina-se os valores de  $C_f$ ,  $L_1$ ,  $L_2$  e  $R_f$ , através das equações do projeto de filtro LCL.

Determina-se o fator de potência no ponto de conexão da rede ( $\cos \theta$ ), para definir o capacitor do filtro na equação (35). Após definir o capacitor, estipula-se o coeficiente de amortecimento  $\xi$  e a frequência angular de ressonância  $\omega_{res}$  do filtro LCL. Calcula-se com esses parâmetros o valor da resistência de amortecimento  $R_f$ , obtido na equação (38), ao relacionar as equações (36) e (37). Nestas equações, pode-se considerar o valor de  $\omega_n$  igual à  $\omega_{res}$ , devido à resistência de amortecimento obtida ser um valor baixo, o que não interfere nos cálculos.

$$C_f = \frac{-\tan(\theta)}{\omega K_i}. \quad (35)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C_f}}. \quad (36)$$

$$\xi = \frac{R_f(L_1+L_2)}{2\omega_n L_1 L_2}. \quad (37)$$

$$R_f = \frac{2\xi}{\omega_n C_f}. \quad (38)$$

Ao estimar a  $DHT_i$  de corrente máxima, deve-se analisar de acordo com IEEE 519-2014 se respeita os limites estabelecidos por norma. Através da simulação no PSIM do conversor CC-CA com filtro LCL conectado à rede ideal, os indutores  $L_1$  e  $L_2$  são escolhidos respeitando a equação (36) de frequência angular de ressonância e o valor de  $DHT_i$  obtido pelo software PSIM.

Para estipular o valor do coeficiente de amortecimento, deve-se considerar a faixa de valores da relação  $0 \leq \xi \leq 0,707$ . A frequência de ressonância é determinada como maior que dez vezes a frequência da rede e menor que a metade da frequência de comutação das chaves ( $10 \cdot f \leq f_{res} \leq \frac{1}{2} \cdot f_s$ ).

### 2.3 ESTRUTURA DE CONTROLE DE CORRENTE PARA CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO CONECTADO À REDE

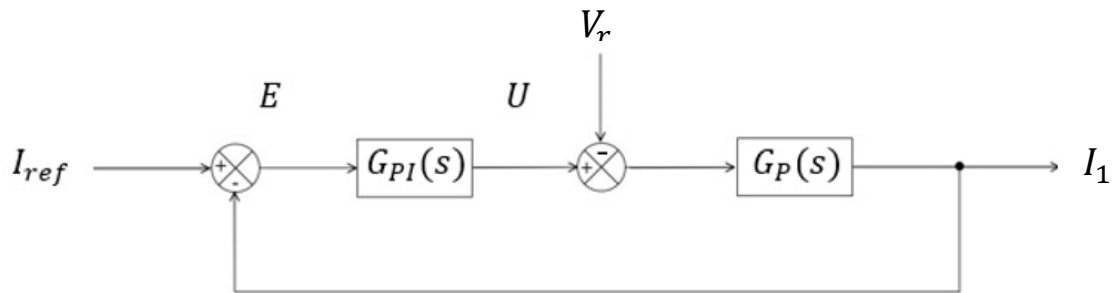
Nesta seção o foco é apresentar o modelo da planta do conversor CC-CA monofásico com o filtro LCL e a estrutura de controle para a corrente injetada na rede.

Através do diagrama de blocos do sistema da Figura 17, é possível obter a função de transferência em malha fechada  $G_{MF}(s)$ . O modelo matemático da planta do inversor monofásico com o filtro LCL é apresentado pela função de transferência  $G_p(s)$ . O controle do sistema em malha fechada é realizado por controle Proporcional-Integral (PI) clássico, representado pelo bloco da função de transferência  $G_{PI}(s)$ . O diagrama de blocos apresenta a entrada da corrente de referência  $I_{ref}$  e a entrada da tensão da rede  $V_r$ . A saída do diagrama é a corrente que será injetada na rede  $I_1$ .

A corrente de referência  $I_{ref}$  é obtida pelo bloco de construção de sinal *Original Signal Reconstruction* (OSR). Para a corrente de referência apresentar sincronismo com a tensão da rede  $V_r$ , obtém-se o ângulo de fase  $\theta$  dado pelo algoritmo Phase Detector (PD).

A primeira parte desta seção apresenta a metodologia para obter o sinal  $I_{ref}$ . A segunda parte define o modelo matemático da planta do inversor monofásico com o filtro LCL. A terceira parte determina o controle da planta em malha fechada através do controlador PI.

**Figura 17 – Diagrama blocos representado a planta e o controlador**

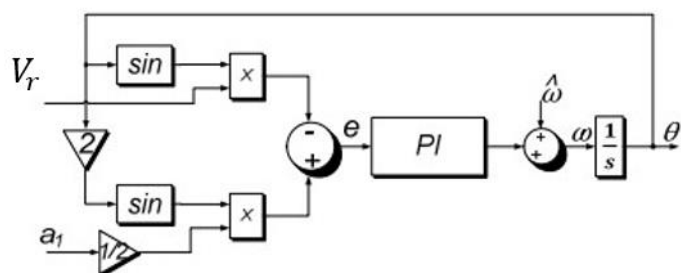


**Fonte: Autoria Própria**

### 2.3.1 Construção do sinal de corrente de referência $I_{ref}$ com base no ângulo de fase $\theta$ da tensão da rede

A corrente de referência precisa apresentar mesmo ângulo de fase que a tensão da rede. Por isso, utiliza-se o diagrama de blocos *Phase Detector* (PD), baseado em um controlador Proporcional-Integral (PI), que usa do erro entre o sinal estimado e o sinal de entrada para calcular o ângulo de fase da componente fundamental. Comparado com outros métodos de PLL (*Phase Locked Loop*), o *Phase Detector* apresenta vantagens como resposta rápida e implementação simples (SANTOS et. al., 2013).

**Figura 18 – Diagrama esquemático de *Phase Detector* (PD)**



**Fonte: SANTOS et. al., 2013**

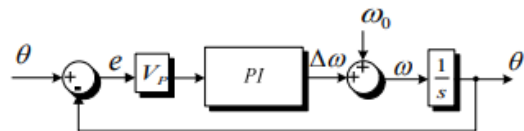
O diagrama esquemático de *Phase Detector*, na Figura 18, apresenta o sinal de tensão da rede  $V_r$  e sua amplitude  $a_1$  como entrada para calcular o erro de fase, definido pela equação (39).

$$e = \frac{a_2}{2} \sin(2\theta') - V_r \sin(\theta'). \quad (39)$$

O erro calculado é dado como a entrada do controlador PI. A saída do bloco PI define a frequência angular pelo valor de frequência fundamental estimado ( $\omega'$ ). O integrador transforma  $\omega'$  em ângulo de fase estimado  $\theta'$ .

A Figura 19 apresenta o modelo equivalente linear de *Phase Detector*. Neste modelo, o ângulo de fase atual é a entrada e o ângulo de fase estimado é a saída. O erro de fase multiplicado pela amplitude é a entrada do controlador PI, o qual obtém a frequência angular estimada. Desta forma, o ângulo de fase estimado é definido pela integração da frequência angular estimada.

**Figura 19 – Modelo equivalente linear de *Phase Detector***



Fonte: SANTOS et. al., 2013

A função de transferência da equação (40) relaciona o ângulo de fase estimado com o sinal de ângulo de fase de entrada.

$$\frac{\theta'(s)}{\theta(s)} = \frac{V_p K_p s + V_p K_i}{s^2 + V_p K_p s + V_p K_i}. \quad (40)$$

Ao relacionar a equação (40) com a equação (41) que representa um sistema de segunda ordem no domínio da frequência, obtemos o coeficiente de amortecimento  $\xi$  e a frequência de corte  $\omega_c$ , respectivamente, nas equações (42) e (43).

$$G(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}. \quad (41)$$

$$\xi = \frac{K_p}{2} \sqrt{\frac{V_p}{K_i}}. \quad (42)$$

$$\omega_c = \sqrt{K_I V_p}. \quad (43)$$

Segundo Santos (2013), o valor mínimo para assentamento transitório é alcançado quando o coeficiente de amortecimento  $\xi$  é igual a  $\sqrt{2}$  e a frequência angular de corte  $\omega_c$  é menor 2,5 vezes que a frequência angular de entrada  $\omega_0$ . Portanto, o valor de  $\xi$  e  $\omega_c$  são escolhidos, considerando a amplitude da tensão igual a 180V e a frequência fundamental igual a 60Hz. Os ganhos  $K_P$  e  $K_I$ , são obtidos nas equações (42) e (43) e estão determinados na Tabela 3.

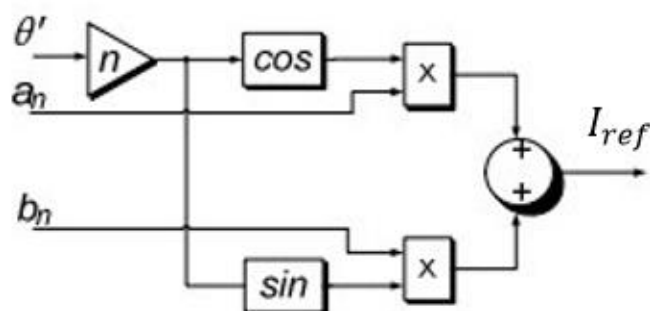
**Tabela 3 – Ganhos aplicados no controlador PI do bloco *Phase Detector***

Parâmetro	Valor	Unidade
$K_I$	126.33	rad/V
$K_P$	2.36	rad/Vs

Fonte: Santos et. al., 2013

A corrente de referência é construída pelo bloco *Original Signal Reconstruction* (OSR), ilustrado na Figura 20. O sinal de ângulo de fase obtido pelo *Phase Detector* é aplicado no bloco OSR, na forma de cosseno para obter o sinal de corrente de potência ativa com amplitude  $a_n$ , e na forma de seno para obter o sinal de corrente de potência reativa com amplitude  $b_n$ .

**Figura 20 – Original Signal Reconstruction (OSR)**



Fonte: SANTOS, et. al., 2013

O bloco OSR apresenta as amplitudes  $a_n$  e  $b_n$  como entradas, e a saída é representada pelo sinal de corrente de referência, obtido pela soma dos dois sinais formados. Na elaboração desse bloco considera-se  $n$  igual a 1, por se tratar da construção de uma corrente com frequência fundamental de 60Hz.

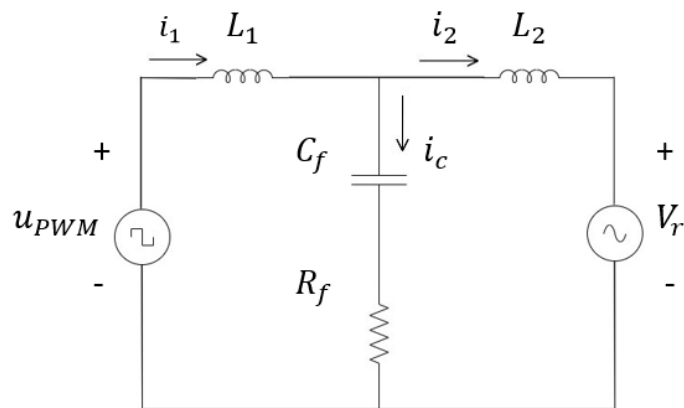
### 2.3.2 Modelo matemático da planta do conversor CC-CA monofásico com filtro LCL

Para obtenção do modelo matemático do inversor operando com filtro LCL, é possível simplificar o circuito equivalente da Figura 21. Por isso, utiliza-se a corrente que circula no indutor  $L_1$  para a alimentação da malha de controle. Já que a tensão sobre  $C_f$  e  $R_f$  é considerada muito próxima da tensão do ponto de conexão, devido à queda de tensão em  $L_2$  ser muito pequena. Desta forma, o circuito equivalente simplificado do inversor operando com filtro LCL é obtido na Figura 22 (NARDI, 2016).

Através da Figura 22, obtém-se a equação no domínio do tempo da planta do inversor monofásico operando com filtro LCL em

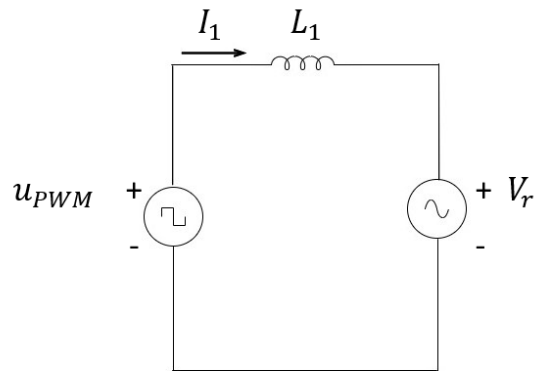
$$\frac{di_1}{dt} = \frac{u_{PWM} - V_r}{L_1}. \quad (44)$$

**Figura 21 – Circuito equivalente do inversor monofásico operando com filtro LCL**



Fonte: NARDI, 2016

**Figura 22 – Circuito equivalente simplificado do inversor monofásico operando com filtro LCL**



Fonte: NARDI, 2016

### 2.3.3 Controle Proporcional-Integral (PI) da corrente injetada na rede

Ao definir o modelo da planta e obter o sinal de corrente de referência para o sistema, define-se o projeto do controlador. O controlador Proporcional-Integral (PI) é hoje em dia um dos controladores mais utilizados nas mais diversas aplicações envolvendo controle de sistema, devido sua facilidade de implementação e sintonia (KANIESKI, 2010).

A equação (45) define  $u(t)$  como a ação de controle PI no domínio do tempo.

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt. \quad (45)$$

Considera-se na equação (45), o erro atuante  $e(t)$ , definido como a diferença da corrente de referência e corrente da rede ( $e(t) = i_{ref} - i_r$ ). Os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ , respectivamente, associados à ação de controle proporcional e integral de  $u(t)$ .

No domínio da frequência, o controlador PI fornece a função de transferência  $G_{PI}(s)$ , obtida na equação (46) e (47).

$$G_{PI}(s) = \frac{U(s)}{E(s)}. \quad (46)$$

$$G_{PI}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s}. \quad (47)$$

A equação (44) que representa o modelo da planta pode ser reescrita como

$$L_1 \frac{di_1}{dt} = u_{PWM} - V_r. \quad (48)$$

A ação de controle pode ser definida como

$$u = u_{PWM} - V_r, \quad (49)$$

então, temos

$$u = L_1 \frac{di_1}{dt}. \quad (50)$$

No domínio da frequência da equação (48), obtém-se a função de transferência da planta  $G_P(s)$  dada por

$$G_P(s) = \frac{I_1(s)}{U(s)} = \frac{1}{sL_1}. \quad (51)$$

A função de transferência em malha fechada, representada no diagrama da Figura 17, apresenta uma realimentação de ganho unitário como demonstrado na equação (52).

$$G_{MF}(s) = \frac{I_1(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{G_{PI}(s)G_P(s)}{1+G_{PI}(s)G_P(s)}. \quad (52)$$

Ao substituir as equações (47) e (51) em (52), desenvolve-se

$$G_{MF}(s) = \frac{I_1(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{\frac{K_p s + K_i}{L_1 s + L_1}}{s^2 + \frac{K_p s + K_i}{L_1}}. \quad (53)$$

A equação (53) pode ser relacionada com a equação (54) que representa um sistema de segunda ordem no domínio da frequência.

$$G(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}. \quad (54)$$



Ao substituir  $s$  por  $j\omega_c$  na equação (54), considera-se  $\omega_c$  a largura de faixa da banda passante, tem-se

$$G(j\omega_c) = \frac{2\xi\omega_n(j\omega_c) + \omega_n^2}{(j\omega_c)^2 + 2\xi\omega_n(j\omega_c) + \omega_n^2} \quad (55)$$

segundo o demonstrado em Kanieski (2011), onde a largura de faixa  $j\omega_c$  é determinada por

$$20 \log G(j\omega_c) = -3,01dB. \quad (56)$$

Desta forma, sabe-se que o ganho correspondente a  $-3,01dB$  é igual a 0,707 e o módulo de  $G(j\omega_c)$  é obtido por

$$\frac{\sqrt{(2\xi\omega_n\omega_c)^2 + \omega_n^4}}{\sqrt{(\omega_n^2 - \omega_c^2)^2 + (2\xi\omega_n\omega_c)^2}} = 0,707. \quad (57)$$

Ao realizar algumas operações algébricas utilizando as equações (53) e (57), é possível extrair as seguintes equações para os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ :

$$K_p = \frac{2\xi\omega_c L_1}{\sqrt{2\xi^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\xi^2)^2 + 1}}}. \quad (58)$$

$$K_i = \left( \frac{\omega_c}{\sqrt{2\xi^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\xi^2)^2 + 1}}} \right)^2 L_1. \quad (59)$$

A frequência angular de corte  $\omega_c$  é escolhida pelo projeto do controlador. A indutância  $L_1$  é a do indutor do lado do inversor. Assim, obtém-se os ganhos do controlador PI para controle em malha fechada da corrente de saída do inversor.

## 2.4 CONEXÃO DE CONVERSORES CC-CA COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção serão abordados os principais requisitos de conexão de um conversor CC-CA à rede de distribuição. Na primeira parte serão abordadas as principais características da rede de distribuição. Na segunda parte serão tratados os índices de qualidade de energia da conexão do conversor CC-CA à rede de distribuição.

### 2.4.1 Características da Rede de Distribuição

Uma rede de distribuição convencional apresenta equipamentos como transformadores, religadores automáticos, reguladores de tensão, cabos condutores, entre outros. Será considerado com maior relevância para caracterização da rede de distribuição os transformadores e cabos condutores, devido às suas características resistivas e indutivas.

A rede secundária isolada trifásica é formada por três cabos condutores fase e um cabo condutor neutro. Os cabos fase são formados por condutor de alumínio isolado (XLPE). O cabo neutro, denominado mensageiro, é formado por condutor nú de alumínio (CA). A Figura 23 apresenta a estrutura do cabo tipo quadruplex, utilizado em redes trifásicas, comparando-o com os cabos tipo triplex e duplex. Para obter a resistência e reatância dos cabos é necessária considerar o arranjo e a bitola dos cabos da rede secundária isolada. De acordo com a Tabela 4, adaptada da norma NTC 841200 da COPEL, determina-se as características elétricas dos cabos.

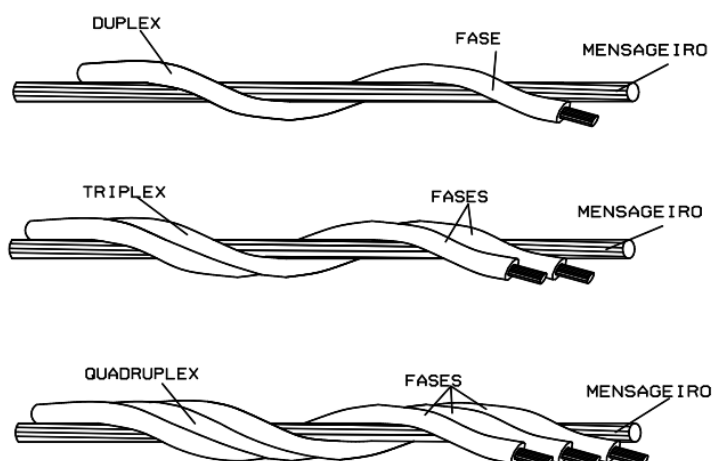
**Tabela 4 – Características elétricas dos cabos da rede secundária isolada**

TIPO	BITOLA (mm <sup>2</sup> )	Diâmetro Fase (mm)	Espessura Isolação (mm)	Diâmetro Neutro (mm)	Resistência 50°C, 60 Hz (Ω/km)	Reatância Indutiva, 60 Hz (Ω/km)	Capacidade Aproximada de Corrente (A)*
Triples	35	6,6	1,6	7,35	0,9729	0,0937	150
Quadruplex	35	6,6	1,6	7,35	0,9729	0,1183	135
Quadruplex	70	9,3	1,8	10,14	0,4966	0,1132	215
Quadruplex	120	12,5	2,0	10,14	0,2835	0,1100	308

\*Condutor a 90°C, 60 Hz e temperatura ambiente de 30°C, sem vento.

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2015)

**Figura 23 – Estrutura dos cabos da rede secundária isolada**



Fonte: COPEL, 2015

Tabela 5 – Características dos transformadores trifásicos

Classe de Tensão Máxima kV eficaz	Potência (kVA)	Relação de Tensões	Corrente de Excitação Máxima (%)	Perdas Máxima (W)		Tensão de Curto Circuito a 75, 85 ou 95°C (%)
				Em vazio	Totais	
15	15	60:1	4,0	75	370	3,5
	30		3,6	130	630	
	45		3,2	170	855	
	75		2,7	255	1260	
	112,5		2,5	335	1705	4,5
	150		2,3	420	2110	
	225		2,1	560	2945	
	300		1,9	810	4060	
500	1,6	1300	6400			
36,2	15	150:1	5,0	90	420	4,0
	30		4,4	145	700	
	45		3,8	200	970	
	75		3,4	280	1430	
	112,5		3,0	385	1860	5,0
	150		2,8	475	2395	
	225		2,5	655	3260	
	300		2,2	790	4035	

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2020)

Os principais transformadores trifásicos utilizados são de 30, 45, 75, 112,5 e 150 kVA. Em redes de distribuição trifásica, os transformadores trifásicos apresentam

tensão primária nominal igual a 13,8 ou 34,5 kV, e tensão secundária igual a 220/127 ou 380/220 V. A Tabela 5 apresenta as características dos transformadores trifásicos de acordo com a norma técnica da COPEL (NTC 910020). Com esses dados é possível obter os parâmetros de resistência e reatância indutiva do transformador.

#### 2.4.2 Qualidade de Energia do Conversor CC-CA conectado à Rede de Distribuição

Conforme a Resolução Normativa (REN) n° 687 de 2015 da ANEEL, a micro geração distribuída pode ser formada por geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição com potência instalada menor ou igual a 75 kW. Assim, a ANEEL estabelece critérios de qualidade de energia elétrica para que unidades de micro geração possam realizar a comercialização da energia produzida, injetando corrente na rede de distribuição elétrica.

Os principais requisitos de qualidade de energia que devem ser garantidos são distorções harmônicas, tensão em regime permanente, fator de potência e variações de frequência. A Resolução Normativa (REN) n° 956 de 2021 da ANEEL estabelece os valores de referência para atender estes requisitos.

A conexão da micro geração à rede apresenta como índice de qualidade de energia elétrica, a  $DHT_i$ , definida como

$$DHT_i(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_f} \cdot 100. \quad (60)$$

Na equação (60), considera-se  $I_h$ , a componente da corrente de ordem  $h$ ,  $I_f$ , a componente de corrente na frequência da rede. A equação (61) define a frequência de uma componente harmônica  $f_h$  através da frequência fundamental da rede  $f_f$ .

$$f_h = (h) \cdot (f_f). \quad (61)$$

A distorção harmônica individual para corrente pode ser definida como

$$DHI_i(\%) = \frac{I_h}{I_f} \cdot 100. \quad (62)$$

Para obter os valores de referência dos percentuais de distorções harmônicas obtidos nas equações (60) e (62), é necessário analisar a Tabela 6 da norma IEEE 519-2014. A razão entre a corrente de curto-circuito ( $I_{CC}$ ) e a corrente nominal da rede ( $I_L$ ) determina os valores de referência da máxima taxa de distorção harmônica individual e total da corrente ( $DHI_i$  e  $DHT_i$ ). De acordo com a Tabela 6, a máxima  $DHI_i$  varia com a ordem  $h$  dos harmônicos e os valores das máximas  $DHI_i$  e  $DHT_i$  aumentam junto com a razão  $\frac{I_{CC}}{I_L}$ .

O objetivo deste trabalho é analisar a  $DHT$  das corrente injetadas na rede de distribuição, portanto não será aprofundado as questões da  $DHI_i$  neste trabalho. A planta do conversor CC-CA com filtro LCL deve atender aos requisitos de  $DHT_i$  presentes na Tabela 6.

**Tabela 6 – Limites de corrente de distorção para sistemas estimados de 120 V até 69 kV**

Distorção Harmônica Total em Percentual da Corrente Nominal						
$\frac{I_{CC}}{I_L}$	Distorção Harmônica Individual de Corrente $DHI_i$ (%)					$DHT_i$ (%)
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
$(I_{CC}/I_L) < 20$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < (I_{CC}/I_L) < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < (I_{CC}/I_L) < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < (I_{CC}/I_L) < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$(I_{CC}/I_L) > 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: Adaptado de (IEEE Std 519, 2014)

Os distúrbios de corrente causam distorções harmônicas na qualidade da tensão. Por isso, ao definir os limites de distorções harmônicas de corrente, realiza-se a análise da qualidade da tensão dentro dos limites estabelecidos nas normas técnicas do Módulo 8 de Qualidade de Energia Elétrica do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Os valores nominais de tensão para a rede secundária trifásica podem ser iguais a 220/127 e 380/220 V. De acordo com as Tabelas 7 e 8, podem ser classificados na leitura como adequado, precário e crítico.

**Tabela 7 – Faixa de tensão no ponto de conexão para tensão nominal de 220/127**

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: ANEEL, 2021

**Tabela 8 – Faixa de tensão no ponto de conexão para tensão nominal de 380/220**

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) /$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: ANEEL, 2021

Segundo a Resolução Normativa (REN) nº956 de 2021 da ANEEL, para unidades consumidoras com tensão abaixo de 230 kV, o fator de potência das unidades consumidoras pode compreender valores entre 0,92 e unitário.

De acordo com a ANEEL (2021), a equação de  $DHT_v$  é obtida em

$$DHT_v(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_f} \cdot 100, \quad (63)$$

sendo  $V_h$ , a tensão harmônica de ordem h, e  $V_f$ , a tensão na frequência da rede. Neste trabalho, a  $DHT_v$  será utilizada como um indicador de qualidade de energia, sem influenciar no projeto do conversor CC-CA.

De acordo com a ANEEL (2021), os limites para as distorções harmônicas totais de tensão são determinados na Tabela 9.  $DHT_{95\%}$ ,  $DHT_p 95\%$ ,  $DHT_l 95\%$  e  $DHT_3 95\%$  indicam que os valores dos indicadores foram superados em apenas 5% das 1008 leituras. Considera-se  $DHT$ , a distorção harmônica total de tensão,  $DHT_p$ , a distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3,  $DHT_l$ , a distorção harmônica total de tensão ímpares não múltiplas de 3 e  $DHT_3$  como distorção harmônica total para as componentes múltiplas de 3.

**Tabela 9 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)**

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
$DHT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DHT_p_{95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DHT_l_{95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DHT_3_{95\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL, 2021

O valor limite de  $DHT$  de tensão é de 10,0% para baixa tensão, porém esse valor tem que ser superado em 5% das 1008 leituras. Como será analisado simulações no *software* PSIM de um projeto de uma rede de distribuição secundária com geração fotovoltaica, este valor limite será considerado como referência de  $DHT_v$ .

A frequência fundamental da rede, em condições normais de operação, não pode ultrapassar o limite inferior de 59,9 Hz e superior de 60,1 Hz. Em casos de distúrbios, a faixa limite da frequência é de 59,5 a 60,5 Hz, devendo retornar no período de 30 segundos (ANEEL, 2021).

### 3. PROJETO DO CONVERSOR CC-CA MONOFÁSICO DETALHADO COM FILTRO LCL CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O projeto do conversor CC-CA monofásico conectado à rede de distribuição é realizado neste capítulo, ao utilizar os parâmetros desenvolvidos no capítulo 2, do inversor monofásico, do filtro LCL e do controlador PI. O projeto é desenvolvido no *software* PSIM.

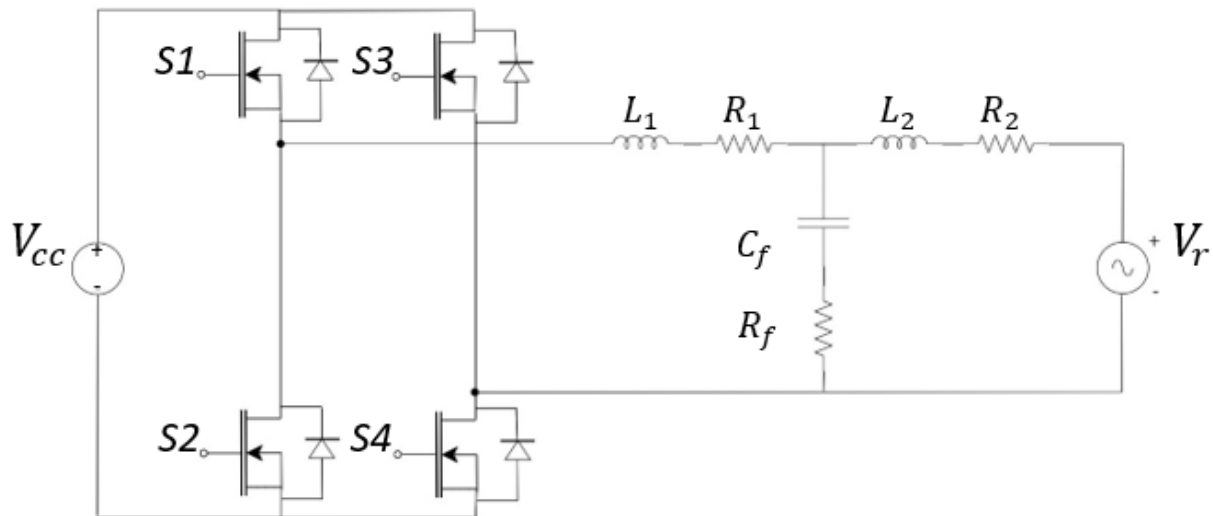
O conversor CC-CA monofásico apresenta estrutura em ponte completa, formado por quatro chaves semicondutores, as quais, S1 é complementar à S2, e S3 é complementar à S4. A modulação desenvolvida no projeto é a bipolar, que é de fácil aplicação em inversores monofásicos. A tensão de saída apresenta dois níveis de tensão  $V_{CC}$  e  $-V_{CC}$ , que necessita da aplicação de um filtro. Neste caso, é usado o filtro LCL, para atenuar as componentes de alta frequência geradas na comutação das chaves.

A Figura 24 representa na forma detalhada o circuito do conversor CC-CA monofásico com filtro LCL conectado à rede de distribuição ideal. O inversor é alimentado por um barramento CC de 400 V e a potência aparente nominal de geração é de 5,0 kVA. O filtro LCL apresenta dois indutores  $L_1$  e  $L_2$  ( com suas respectivas resistências intrínsecas  $R_1$  e  $R_2$ ), um capacitor  $C_f$  e um resistor  $R_f$  para amortecimento. A rede de distribuição é monofásica e apresenta tensão eficaz igual a  $127 V_{rms}$ , a uma frequência fundamental de 60 Hz.

O controle realizado nesta simulação é do tipo PI. No capítulo 2 foram apresentadas as equações dos ganhos  $K_p$  e  $K_I$ , em (58) e (59), para dimensionar o controlador PI. O controle da planta da Figura 24 tem como função modificar a forma de onda da corrente injetada na rede no sistema em malha fechada. Portanto, quando se realiza a simulação, o controlador interfere na distorção harmônica da corrente no ponto de conexão com a rede de distribuição.



Figura 24 – Conversor CC-CA monofásico com filtro LCL conectado à rede de distribuição ideal



Fonte: Adaptado de (NARDI, 2016)

Para realizar o procedimento de dimensionamento do filtro, primeiramente, é necessário estabelecer a taxa de  $DHT_i$  no ponto de conexão com a rede de distribuição, de acordo com a norma IEEE 519-2014. A taxa de  $DHT_i$  será baseada na simulação do conversor CC-CA monofásico injetando corrente em uma rede de distribuição ideal sem unidades consumidoras, portanto é considerada aproximadamente 5,0%.

Segundo a COPEL, o fator de potência no ponto de conexão com a rede deve estar entre a faixa de 0,92 a 1. O coeficiente de amortecimento deve estar contido no intervalo entre 0,4 e 0,707 (OGATA, 2010) e a frequência de ressonância entre 10% e 30% da frequência de amostragem (PARKER, et al., 2014). Para o dimensionamento do filtro, determina-se 0,98 para o fator de potência de geração, 0,707 para o coeficiente de amortecimento e a frequência de ressonância igual a 5 kHz, considerada 25% da frequência de amostragem de 20 kHz.

Os parâmetros para o dimensionamento do filtro estão apresentados na Tabela 10. Utilizando as equações (35), (36), (37) e (38), obtêm-se os valores de  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $C_f$ ,  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_f$ , apresentados na Tabela 11. As resistências intrínsecas dos indutores foram estimadas como  $R_1=R_2=10\text{m}\Omega$ . Ao considerar  $fp=0,98$ ,  $\xi=0,707$  e  $f_{res}=5000\text{ Hz}$ , têm-se como resultados  $C_f=166,98\ \mu\text{F}$ ,  $R_f=269,55\ \text{m}\Omega$ ,  $L_1=432\ \mu\text{H}$ ,  $L_2=6,18\ \mu\text{H}$ .

**Tabela 10 – Parâmetros para dimensionamento do filtro LCL**

$V_{CC}$ (V)	$V_r$ ( $V_{rms}$ )	$S_n$ (VA)	$f_s$ (kHz)	$THD_i$ (%)	$FP$	$\xi$	$f_{res}$ (kHz)
400	127	5000	20	5,0	0,98	0,707	5

Fonte: Autoria própria

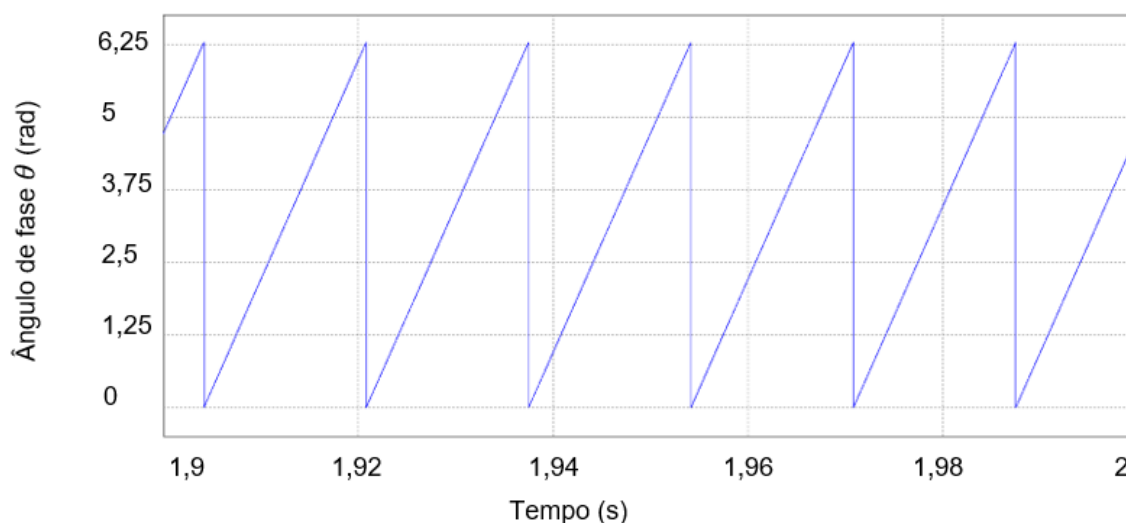
**Tabela 11 – Dimensionamento do filtro LCL**

$L_1$ ( $\mu H$ )	$L_2$ ( $\mu H$ )	$C_f$ ( $\mu F$ )	$R_1$ (m $\Omega$ )	$R_2$ (m $\Omega$ )	$R_f$ (m $\Omega$ )
432	6,18	166,98	10	10	269,55

Fonte: Autoria própria

Os ganhos  $K_p$  e  $K_I$  são determinados, respectivamente, como 0,51 e 304,51. Os ganhos foram estipulados com base em valores que possibilitaram o controle do projeto do inversor monofásico conectado à rede de distribuição no *software* PSIM. Através dos valores determinados dos ganhos  $K_p$  e  $K_I$  e da indutância  $L_1$ , de 432  $\mu H$ , foi obtida uma frequência de corte  $f_c$  igual a 275 Hz, utilizando as equações (58) e (59).

A corrente de referência é formada a partir do ângulo de fase da tensão da rede de distribuição. Por tanto, utilizando o bloco PD (*Phase Detector*), determinado no capítulo 2, obtém-se a forma de onda do ângulo de fase  $\theta$  da tensão da rede, ilustrada na Figura 25. O sinal é representado por uma rampa que varia de 0 a 6.2832 rad em um intervalo de tempo de 0,01667 segundos.

**Figura 25 – Forma de onda do ângulo de fase  $\theta$  em radianos**

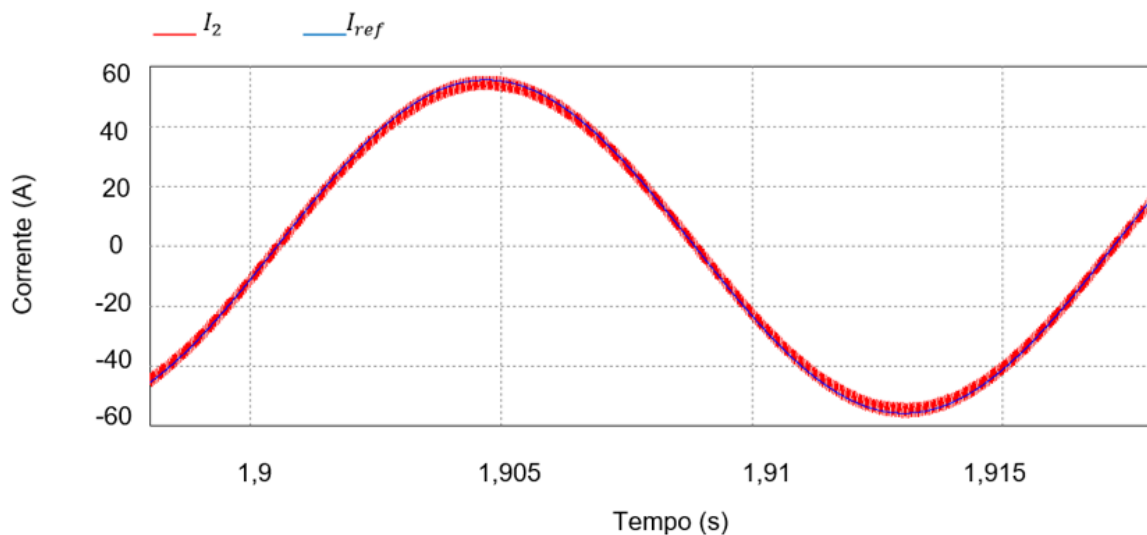
Fonte: Simulação PSIM

O sinal  $\theta$  e o valor de pico de corrente nominal  $I_{np}$  são as entradas do bloco OSR (*Original Sinal Reconstruction*). O bloco OSR é representado pela equação (64), que fornece a corrente de referência  $I_{ref}$ . Levando em conta o fator de potência 0,98 indutivo entre a corrente injetada e a tensão da rede, considera-se  $a_n = I_{np} \cdot \cos 11,48$  e  $b_n = I_{np} \cdot \sin 11,48$ .

$$I_{ref} = a_n \cdot \cos \theta + b_n \cdot \sin \theta. \quad (64)$$

Utilizando os valores de  $S_n$ ,  $V_r$  e  $f_p$  da tabela 10, obtém-se  $I_{np}=55,68$  A. A Figura 26 representa a comparação da corrente de referência  $I_{ref}$  com a corrente injetada na rede  $I_2$ . O sinal da corrente  $I_2$  é formado a partir da modulação bipolar das chaves semicondutoras no inversor, dos valores dimensionados do filtro LCL na Tabela 10, e dos ganhos  $K_p=0,51$  e  $K_I=304,51$  para o controlador PI.

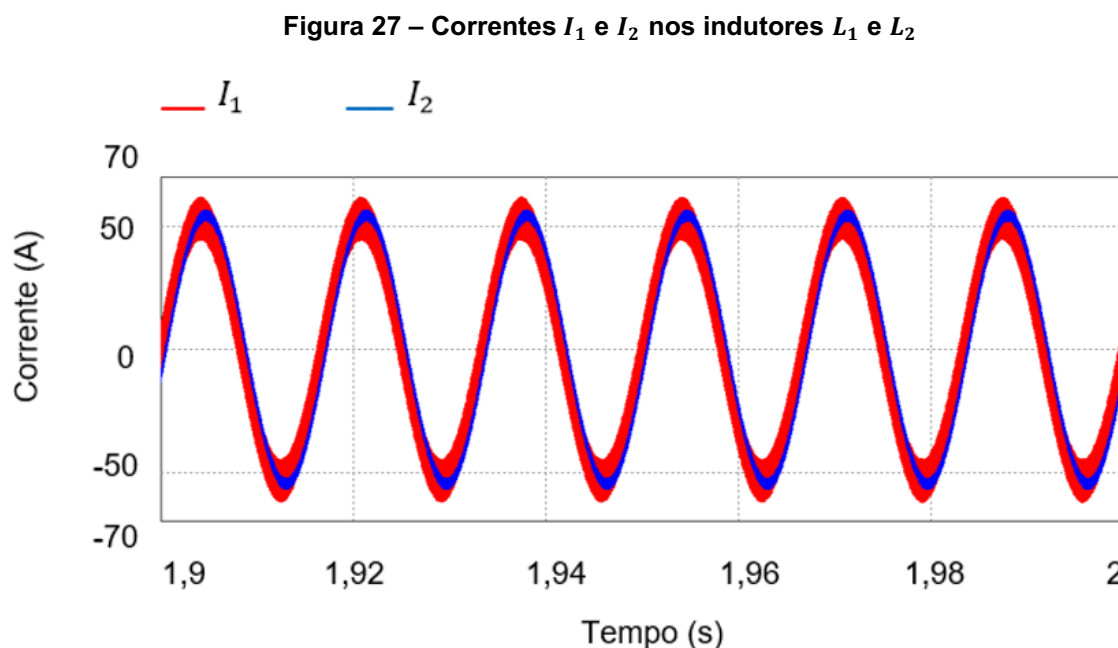
**Figura 26 – Corrente de referência  $I_{ref}$  e corrente injetada na rede  $I_2$**



**Fonte: Simulação PSIM 9.0.3**

A corrente injetada na rede da figura 26 apresenta como componente fundamental, a corrente nominal. De acordo com a simulação no *software* PSIM, a  $DHT_i$  para a corrente nominal, é de 4,35%. Portanto, corresponde a uma corrente que respeita a norma IEEE 519-2014, já que, nesta simulação, o valor máximo referente a  $DHT_i$ , é 5,0%.

A Figura 27 ilustra a corrente no indutor  $L_1$  (em vermelho) e a corrente no indutor  $L_2$  (em azul). Observa-se que a corrente  $I_2$  apresenta menor taxa de distorção harmônica total ao ser comparada com a corrente  $I_1$  que apresenta  $DHT_i$  de 13,79%. Isto já era esperado por conta da ondulação de corrente  $I_2$  apresentar elevadas atenuações em relação a  $I_1$ .

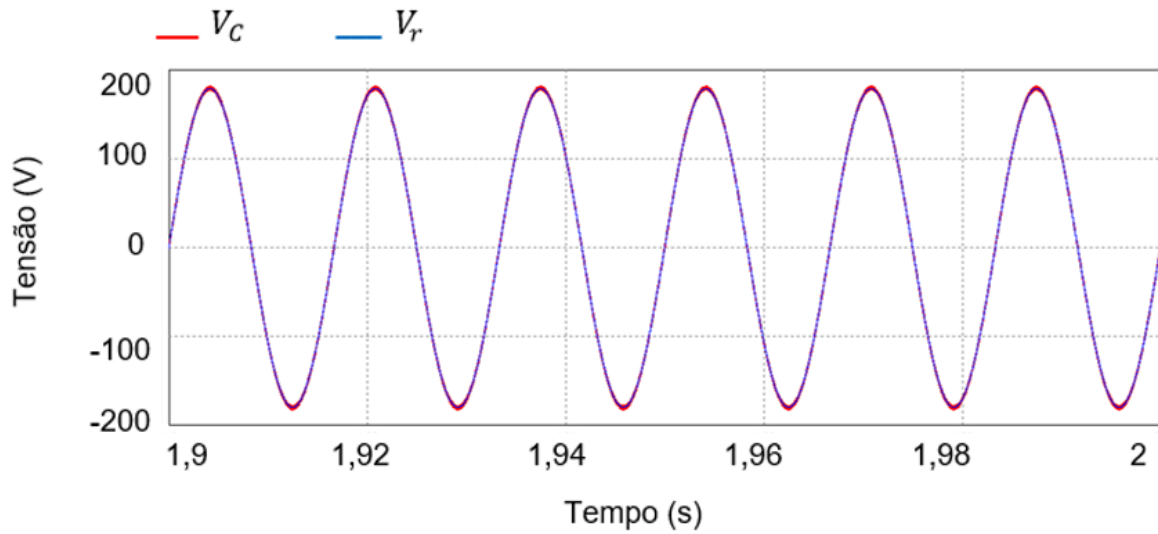


**Fonte: Simulação PSIM 9.0.3**

A Figura 28 mostra a tensão sobre  $C_f$  e  $R_f$  (em vermelho) e a tensão no ponto de conexão do filtro com a rede (em azul). Por se tratar de uma rede ideal, a corrente injetada na rede não causou impacto na distorção harmônica total da tensão  $V_r$ , que manteve um sinal, praticamente, sem componentes harmônicos, com valor de  $127 V_{rms}$ . A tensão sobre o capacitor e o resistor de amortecimento apresenta valor de  $128,9 V_{rms}$  por ter maior conteúdo harmônico. Nesta simulação, a tensão  $V_c$  totalizou 1,18% de  $DHT_v$ , abaixo do valor máximo de referência de 10,0 %.

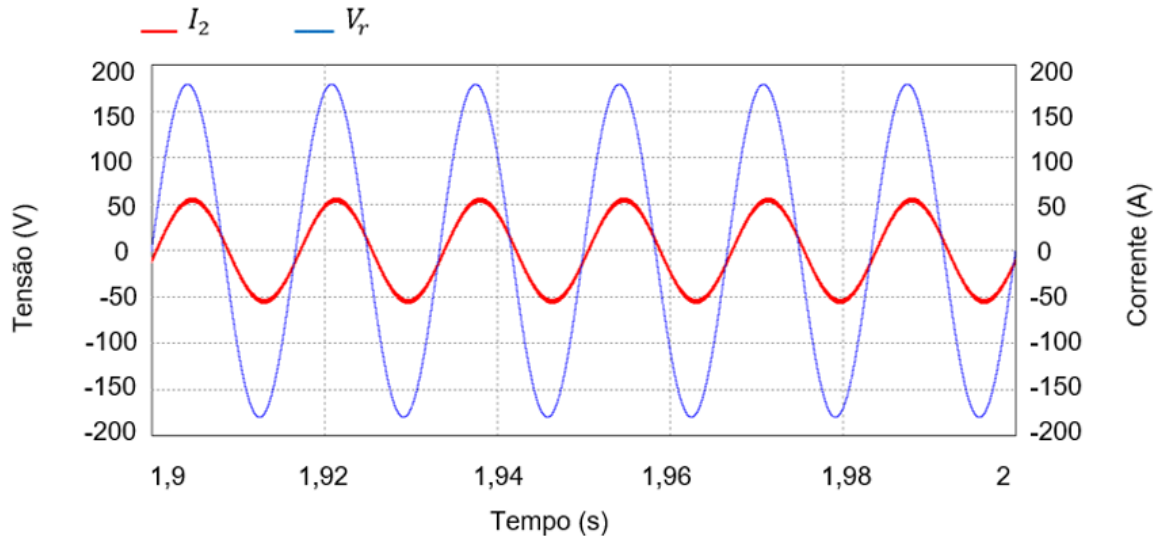
O fator de potência é analisado na Figura 29, ao comparar a corrente  $I_2$  com a tensão  $V_r$ . Nesta simulação o  $fp$  obtido é de 0,98, equivalente ao valor estabelecido para o projeto do filtro LCL.

**Figura 28 – Tensão sobre o capacitor e o resistor de amortecimento ( $V_C$ ) e tensão no ponto de conexão com a rede de distribuição ( $V_r$ )**



Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

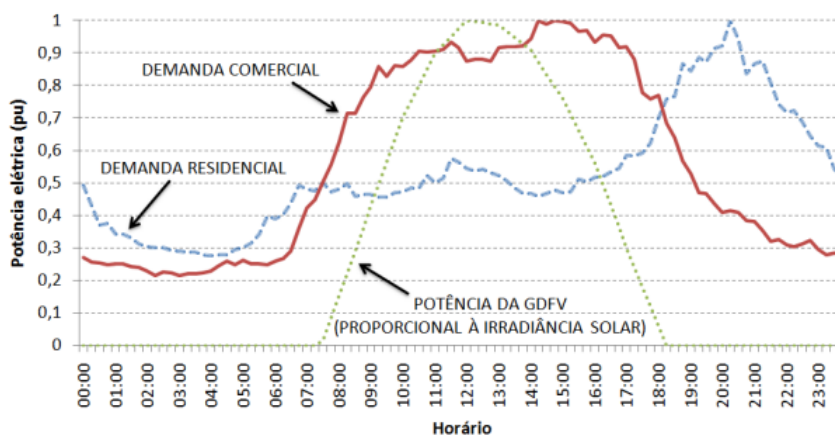
**Figura 29 – Tensão no ponto de conexão da rede de distribuição  $V_r$  e corrente no indutor  $L_2$**



Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

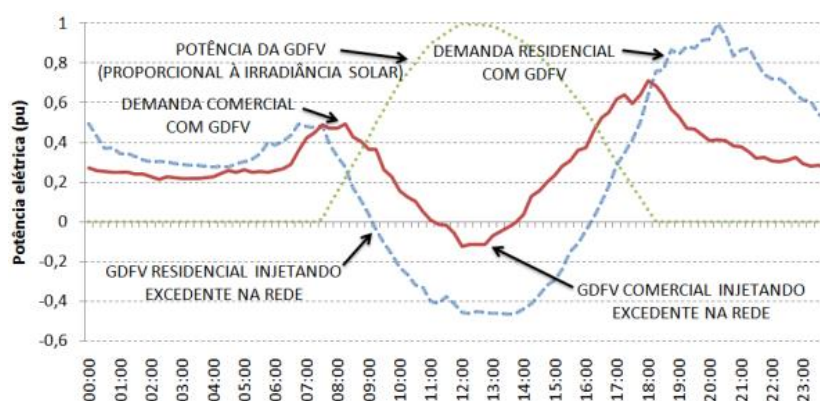
A unidade consumidora/geradora pode apresentar diferentes perfis de consumo e geração durante o dia. A Figura 30 apresenta os perfis de consumo residencial e comercial em comparação com a curva característica de geração fotovoltaica. A demanda para consumidores residenciais e comerciais pode apresentar um excedente de potência, em pu, ilustrado na Figura 31, quando a GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) atinge maiores valores de potência, nos horários de maior irradiação solar (SHAYANI, 2010).

**Figura 30 – Demanda de consumidores residenciais e comerciais e curva característica de geração fotovoltaica**



Fonte: SHAYANI, 2010

**Figura 31 – Demandas residenciais e comerciais com excedente de potência injetado pela GDFV**



Fonte: SHAYANI, 2010

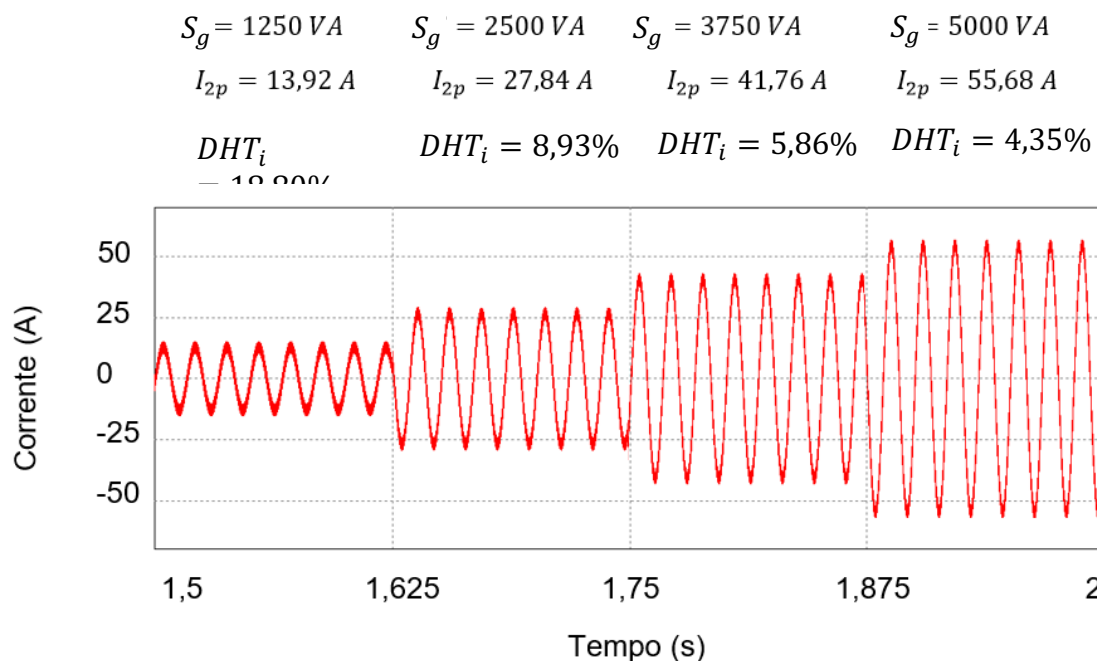
A curva característica de geração fotovoltaica fornece o período no qual é produzido a potência elétrica. De acordo com as Figuras 30 e 31, este período se estende das 07:00 horas até às 18:30, e o pico da curva é atingido às 12:15 quando a potência gerada é a nominal.

A curva de potência da GDFV percorre por valores de 0 a 1 pu durante o dia. Por isso, a Tabela 12 apresenta os casos de potências iguais a 0,25, 0,5, 0,75 e 1 pu, para calcular os valores de pico das correntes injetadas na rede  $I_{2p}$ . O projeto do inversor monofásico desenvolvido nesta seção será utilizado para simular os casos da Tabela 12. A Figura 32 apresenta a forma de onda das correntes injetadas na rede para cada um dos casos determinados, considerando a rede de distribuição ideal e sem unidades consumidoras.

**Tabela 12 – Diferentes valores de potência para o projeto do inversor fotovoltaico detalhado**

$S_g$ (pu)	$S_n$ (VA)	$S_g$ (VA)	$fp$	$P_g$ (W)	$V_n$ ( $V_{rms}$ )	$I_{2p}$ (A)	$THD_i$ (%)
0,25	5000	1250	0,98	1225 W	127	13,92	18,80
0,5	5000	2500	0,98	2450 W	127	27,84	8,93
0,75	5000	3750	0,98	3675 W	127	41,76	5,86
1	5000	5000	0,98	4900 W	127	55,68	4,35

Fonte: Valores para simulação

**Figura 32 - Correntes injetadas na rede de distribuição para variados valores de potência**

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

A taxa de distorção harmônica total de corrente no ponto de conexão com a rede é de 4,35% quando é fornecido o valor de potência aparente nominal. A diminuição da potência gerada implica em uma menor amplitude de corrente gerada ( $I_{2p}$ ), portanto mantendo o valor pico da componente harmônica da corrente em  $L_2$  na frequência de comutação ( $\Delta i_{2p}$ ), causará aumento da  $THD$  da corrente gerada.

Analisando todos os casos da Figura 32, a potência gerada tem influência sobre a  $DHT_i$ . E para situações aonde a geração fotovoltaica funciona mais abaixo da sua capacidade nominal, a taxa de distorção harmônica total da corrente gerada apresenta um aumento considerável.

## 4. PROJETO DO CONVERSOR CC-CA SIMPLIFICADO CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

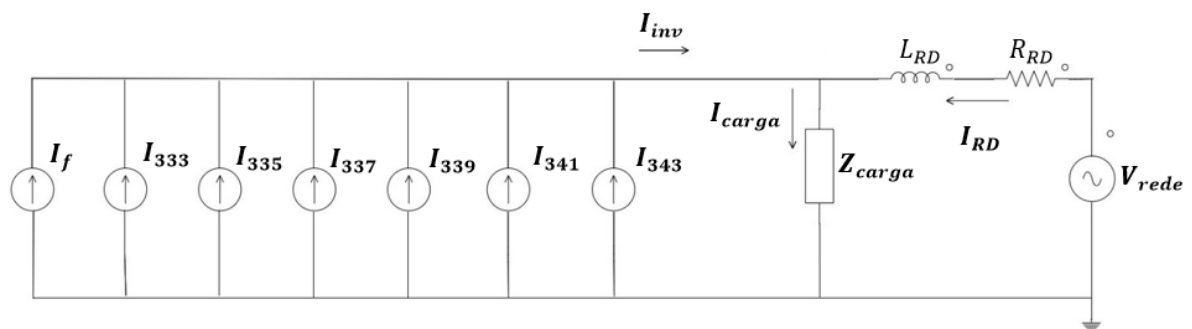
Neste capítulo serão apresentados os modelos simplificados dos conversores CC-CA monofásico e trifásico conectados à rede de distribuição. A seção 4.1 fornece a simulação do modelo simplificado do inversor fotovoltaico, com variação da potência gerada, injetando corrente em uma rede “forte”. Com base nisso, é determinado o modelo do inversor trifásico, que apresenta características semelhantes quanto à geração de corrente. A seção 4.2 define as características das cargas lineares usadas no estudo de casos do próximo capítulo.

### 4.1 DEFINIÇÃO DOS MODELOS SIMPLIFICADOS DE CONVERSORES CC-CA MONOFÁSICO E TRIFÁSICO

O modelo do conversor CC-CA com filtro conectado à rede de distribuição é representado por uma fonte de corrente. De maneira simplificada a corrente gerada pelo inversor fotovoltaico  $I_{inv}$  é representada por uma fonte de corrente que resulta da soma da componente fundamental  $I_f$  e dos conteúdos harmônicos  $I_{333}$ ,  $I_{335}$ ,  $I_{337}$ ,  $I_{339}$ ,  $I_{441}$ ,  $I_{443}$ . As correntes do conteúdo harmônico têm frequências próximas da frequência de chaveamento de 20 kHz e amplitudes baixas, como forma de demonstrar o efeito das distorções harmônicas na corrente gerada pelo inversor.

Os circuitos simplificados dos inversores fotovoltaicos monofásico e trifásico conectados à rede de distribuição e à carga são representados na Figura 33 e 34.

Figura 33 – Circuito simplificado do inversor monofásico conectado à rede de distribuição

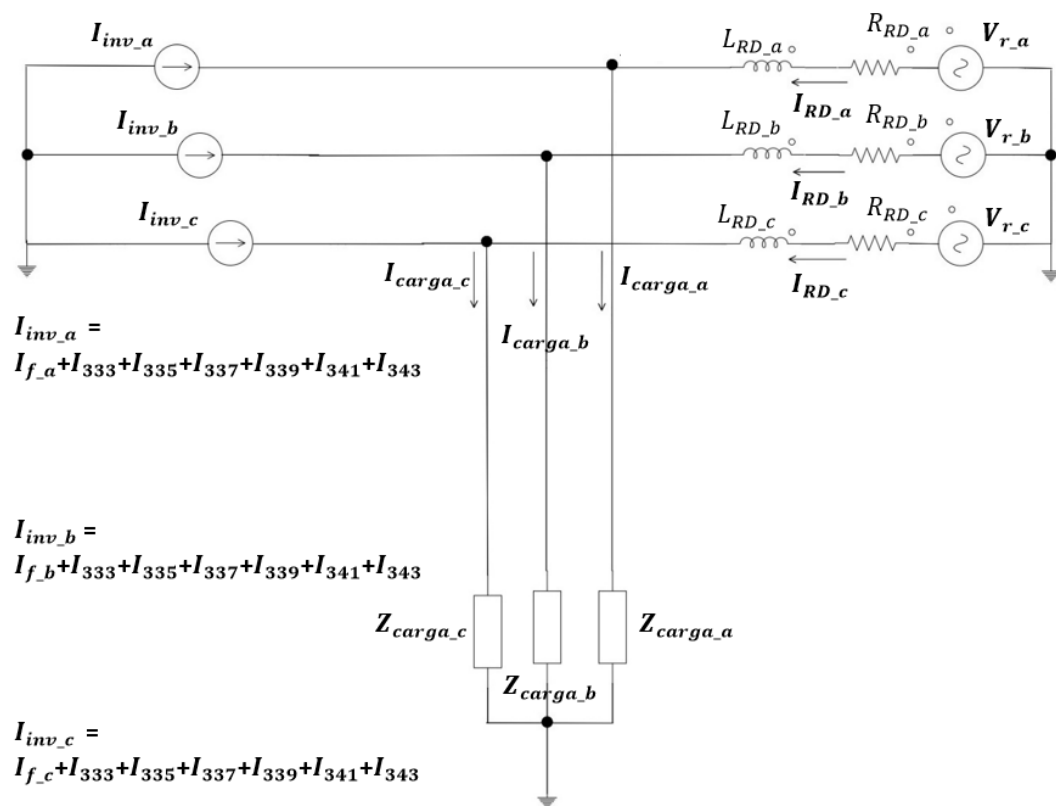


Fonte: Autoria própria



O inversor monofásico fornece corrente para a carga e para a rede de distribuição, a corrente da rede  $I_{RD}$  é a diferença entre a corrente gerada  $I_{inv}$  e a corrente da carga  $I_{carga}$ . A rede de distribuição apresenta uma fonte de tensão ideal  $V_{rede}$  e uma impedância  $R_{RD} + j2\pi f_f L_{RD}$ , correspondente à dissipação de energia presente no cabo. O inversor trifásico apresenta a estrutura similar ao monofásico, no entanto, deve-se considerar a defasagem de  $120^\circ$  entre as fases “a”, “b” e “c”.

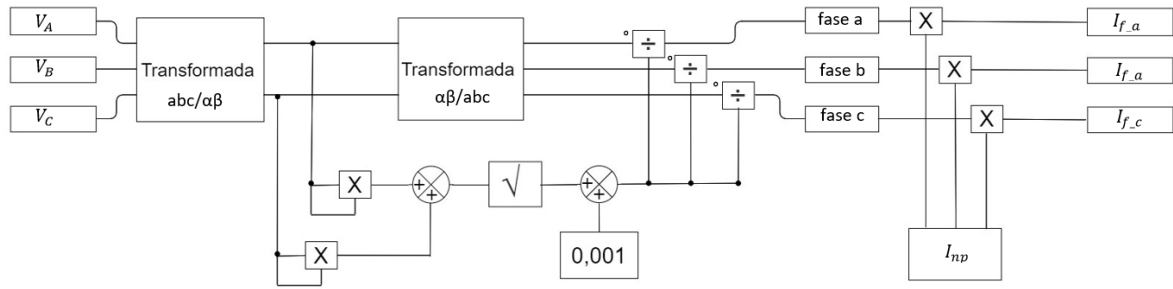
Figura 34 – Circuito simplificado do inversor trifásico conectado à rede de distribuição



Fonte: Autoria própria

As correntes fundamentais de geração  $I_{f\_a}$ ,  $I_{f\_b}$  e  $I_{f\_c}$  deve apresentar sincronismo em relação à tensão de fase no barramento  $V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$ . Portanto, é realizado um sistema de PLL (*Phase Locked Loop*), demonstrado no diagrama da Figura 35, que obtém as fases do sinal trifásico de tensão. É aplicado um filtro passivo na entrada do diagrama PLL para os harmônicos não influenciarem na captação do sinal de tensão de fase do ponto de acoplamento.

Figura 35 – Diagrama de PLL (*Phase Locked Loop*) para obter as fases do sinal trifásico



Fonte: Autoria própria

Aplica-se a transformada  $abc/\alpha\beta$  ao sinal trifásico de tensão, ilustrado na Figura 36, para obter o sinal bifásico de tensão em coordenadas  $\alpha\beta$ , mostrado na Figura 37. É possível notar que o sinal da fase “a” apresenta mesma fase em relação ao sinal  $\alpha$  e a amplitude da tensão permanece a mesma após a transformada ser adotada.

A equação da transformada  $abc/\alpha\beta$  é apresentada em

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}. \quad (65)$$

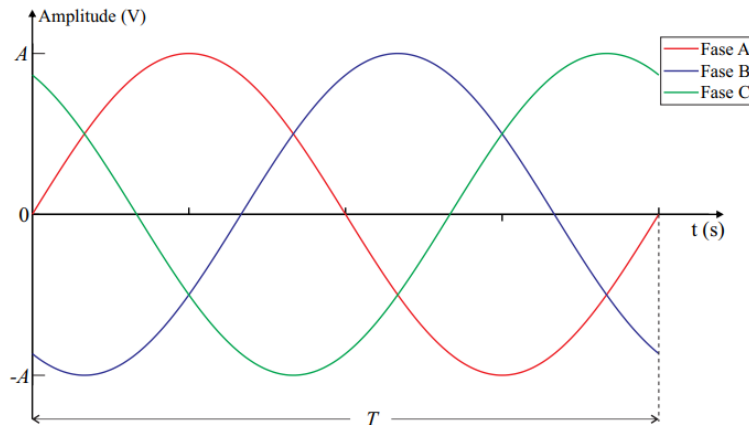
A partir da tensão eficaz das componentes  $V_\alpha$  e  $V_\beta$ , obtém-se o módulo da amplitude  $V_p$  dos sinais de tensão de fase no barramento em

$$V_p = \sqrt{(V_\alpha)^2 + (V_\beta)^2}. \quad (66)$$

A transformada  $\alpha\beta/abc$ , demonstrada na equação (67) é aplicada para  $V_\alpha$  e  $V_\beta$ , e as tensões de fase obtidas  $V_A$ ,  $V_B$  e  $V_C$  são divididas por  $V_p$  para obter as fases a, b e c.

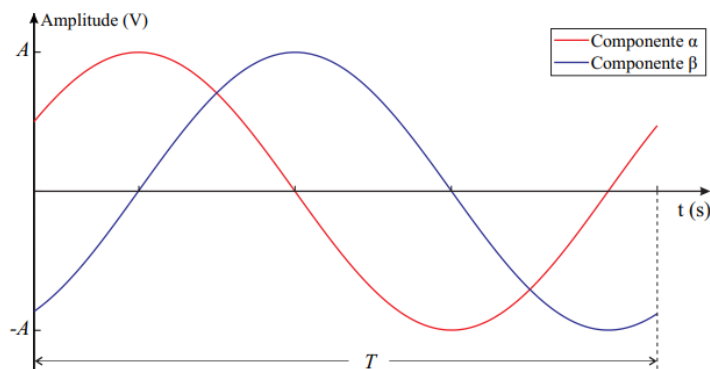
$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}. \quad (67)$$

**Figura 36 – Sinal trifásico de tensão em coordenadas abc**



Fonte: CALIN, 2016

**Figura 37 – Sinal bifásico de tensão em coordenadas  $\alpha\beta$**



Fonte: CALIN, 2016

Implementa-se o valor de pico da corrente nominal  $I_{np}$  nas fases e obtém as componentes fundamentais  $I_{f_a}$ ,  $I_{f_b}$  e  $I_{f_c}$ . As correntes geradas pelo inversor  $I_{inv_a}$ ,  $I_{inv_b}$  e  $I_{inv_c}$  são resultados da soma da componente fundamental obtida para cada fase e das correntes harmônicas com amplitudes baixas e frequências próximas à 20 kHz. As amplitudes das correntes harmônicas são estipuladas durante a simulação no *software* PSIM, para aplicar o mesmo valor de  $DHT_i$ , obtido no projeto detalhado do inversor, para as correntes geradas no projeto simplificado do inversor conectado à rede de distribuição.

Com base na Tabela 6, a  $DHT_i$  de referência para rede de distribuição é determinada de acordo com a razão do módulo da corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  no barramento e o módulo da corrente nominal da carga  $I_L$ . Portanto, a  $DHT_i$  de referência

tem relação com a indicação de “força” da rede, por depender da corrente de curto-circuito.

De acordo com Medeiros (2017), o conceito de uma rede “forte” ou “fraca” está relacionado à capacidade de curto-circuito ou nível de falta ( $S_{CC}$ ), ou seja a “força” de uma rede é estipulada com base na corrente de curto-circuito  $I_{CC}$  e o módulo de tensão de linha pré-falta  $V^0$  no barramento. A capacidade de curto-circuito  $S_{CC}$  para redes trifásicas é obtida em

$$S_{CC} = \sqrt{3}V^0 I_{CC}. \quad (68)$$

Considerando as grandezas  $S_{CC}$ ,  $V^0$  e  $I_{CC}$  em pu obtém a equação (69).

$$S_{CC} = V^0 I_{CC}. \quad (69)$$

Como a tensão antes da falta é estimada próxima a 1,0 pu, obtém-se

$$S_{CC} \cong I_{CC}. \quad (70)$$

Conclui-se que quanto maior a corrente de curto-circuito em um barramento, “mais forte” será a rede e conseqüentemente, a  $DHT_i$  de referência será maior. Porém, o inversor fornecerá corrente para redes “fortes” e “fracas”, então a  $DHT_i$  de referência da geração de corrente nominal é definida em 5,0%.

O modelo do inversor monofásico representado por fontes de correntes obtém valores similares de  $DHT$  de corrente gerada em relação ao projeto do inversor detalhado do capítulo 3. Considerando a potência aparente nominal de geração de 5 kVA com fator de potência 0,98 indutivo, e tensão eficaz de 127 V, a Tabela 13 apresenta os valores de corrente quando a potência gerada é de 0,25, 0,50, 0,75 e 1 pu.

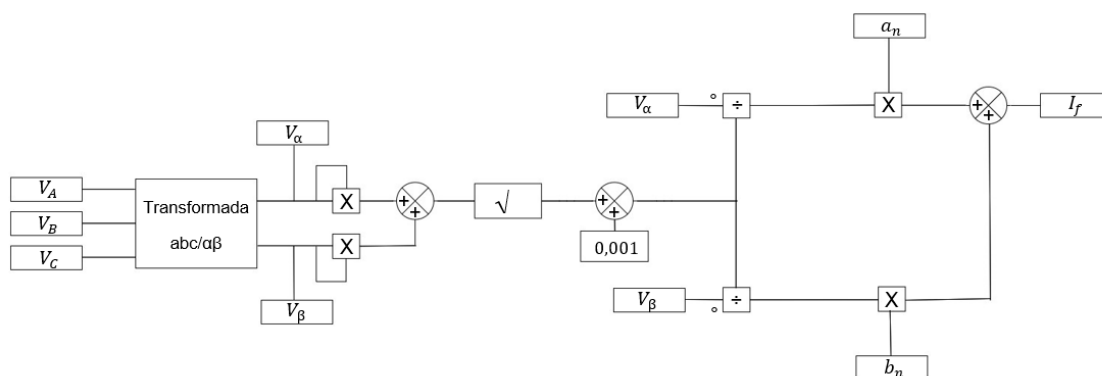
O digrama de PLL para o inversor monofásico injetar potência ativa e reativa na rede de distribuição é mostrado na Figura 38. Levando em conta o fator de potência 0,98 indutivo entre a corrente gerada e a tensão da rede, considera-se  $a_n = I_{np} \cdot \cos 11,48$  e  $b_n = I_{np} \cdot \sin 11,48$ . As formas de onda das correntes geradas são obtidas na Figura 39.

**Tabela 13 – Diferentes valores de potência para o projeto do inversor fotovoltaico simplificado**

$S_g$ (pu)	$S_n$ (VA)	$S_g$ (VA)	$fp$	$P_g$ (W)	$V_n$ ( $V_{rms}$ )	$I_{np}$ (A)	$THD_i$ (%)
0,25	5000	1250	0,98	1225	127	13,92	17,40
0,5	5000	2500	0,98	2450	127	27,84	8,70
0,75	5000	3750	0,98	3675	127	41,76	5,80
1	5000	5000	0,98	4900	127	55,68	4,35

Fonte: Valores para simulação

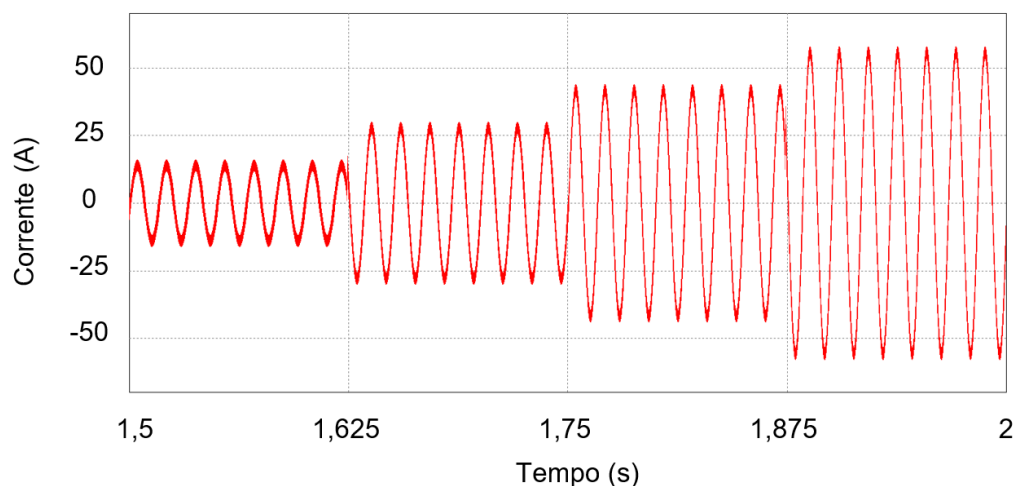
**Figura 38 - Diagrama de PLL (Phase Locked Loop) para obter a fase do sinal monofásico**



Fonte: Autoria própria

**Figura 39 - Correntes injetadas pelo inversor simplificado na rede de distribuição para variados valores de potência**

$$\begin{array}{cccc}
 S_g = 1250 \text{ VA} & S_g = 2500 \text{ VA} & S_g = 3750 \text{ VA} & S_g = 5000 \text{ VA} \\
 I_{np} = 13,92 \text{ A} & I_{np} = 27,84 \text{ A} & I_{np} = 41,76 \text{ A} & I_{np} = 55,68 \text{ A} \\
 DHT_i = 17,40\% & DHT_i = 8,70\% & DHT_i = 5,80\% & DHT_i = 4,35\%
 \end{array}$$



Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

As formas de onda das correntes de geração apresentam valores de  $DHT_i$  similares aos valores da Figura 32 dos inversores com modelo detalhado. Portanto o uso de fontes de correntes para simular um inversor fotovoltaico é uma alternativa de implementar a geração fotovoltaica na rede de distribuição. Como foram obtidos resultados próximos para o inversor monofásico, conseqüentemente a simulação para os inversores trifásicos pode apresentar resultados satisfatórios de  $DHT$  de tensão e corrente.

#### 4.2 REPRESENTAÇÃO DE CARGAS LINEARES PARA AS UNIDADES CONSUMIDORAS

As unidades consumidoras são representadas por cargas lineares, genericamente, são aquelas constituídas por resistências, indutâncias e capacitâncias, onde as formas de onda da corrente e da tensão são sempre senoidais.

As unidades consumidoras apresentam equipamentos resistivos, indutivos e capacitivos. Em uma residência, os equipamentos resistivos, usualmente são os chuveiros, as lâmpadas incandescentes, os ferros de passar roupa e os aquecedores elétricos. Os equipamentos indutivos são os transformadores, os motores elétricos e as bobinas. Os equipamentos capacitivos são as lâmpadas fluorescentes, os computadores e os bancos de capacitores.

O fator de potência é um índice que define a energia ativa e reativa de uma unidade consumidora. Quando é próximo de 1, indica pouco consumo de energia reativa em relação à ativa, portanto se destaca apenas o uso de equipamentos resistivos.

O fator de potência é classificado como indutivo e capacitivo. O fator de potência indutivo indica que a unidade consumidora está absorvendo energia reativa. A maioria dos equipamentos elétricos possuem características indutivas em função das suas bobinas, que induzem o fluxo magnético necessário para o seu funcionamento.

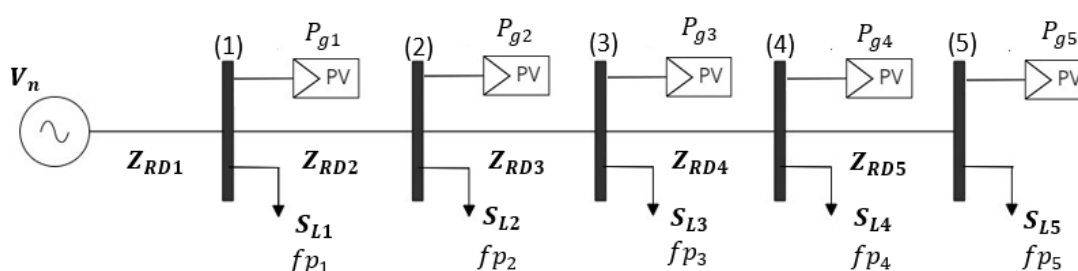
O fator de potência capacitivo indica que a unidade consumidora está fornecendo energia reativa. Normalmente, o fator de potência se torna capacitivo, quando existe uma grande quantidade de capacitores instalados. Essa situação ocorre quando os equipamentos elétricos indutivos ficam desligados e os capacitores permanecem ligados.

## 5. ESTUDO DE CASOS

O modelo simplificado do conversor CC-CA trifásico é implementado em uma rede secundária trifásica que apresenta uma fonte ideal de tensão nominal  $V_n$  de 220/127 V. A fonte ideal em condições reais seria representada por um transformador abaixador conectado à rede primária trifásica de tensão nominal de 13,8 kV. No entanto, para a simulação, as perdas do transformador e da rede de distribuição primária são desconsideradas.

A rede de distribuição secundária representada na Figura 40 apresenta cinco barramentos, onde cada um tem uma geração fotovoltaica trifásica e uma unidade consumidora trifásica. A especificação do cabo e a distância entre os barramentos definem a impedância da rede de distribuição utilizada na simulação.

**Figura 40 – Sistema de fluxo de potência da rede de distribuição secundária trifásica com geração fotovoltaica**



**Fonte: Autoria própria**

Neste capítulo, serão investigados casos do inversor fotovoltaico trifásico conectado à rede de distribuição. Na seção 5.1, as grandezas elétricas que influenciam no conteúdo harmônico do sistema sofrerão variações com o propósito de verificar as suas consequências. Na seção 5.2, os casos serão investigados com base na curva de GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) e na demanda residencial para um sistema com características reais. Na seção 5.3, os piores casos serão novamente simulados, porém a *DHT* da corrente de geração será de 0,50%.

## 5.1 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS DE INVESTIGAÇÃO

Nesta seção, serão analisados os casos para investigação de redes de distribuição, onde são variados a distância entre os barramentos, a potência gerada pelos inversores, a potência consumida pelas cargas e o tipo de carga linear no sistema de rede de distribuição secundário trifásico da Figura 40. O objetivo desta simulação é verificar o efeito da variação de cada um desses fatores na taxa de distorção harmônica total de corrente e tensão na rede de distribuição, quando é injetado correntes harmônicas na rede com base no projeto simplificado do inversor. As grandezas determinadas para análise são as correntes geradas pelo inversor  $I_{inv}$ , as correntes da rede de distribuição  $I_{RD}$  e a tensão de fase da carga  $V_f$ .

Os barramentos estão em série e as impedâncias são iguais  $Z_{RD} = Z_{RD01} = Z_{RD12} = Z_{RD23} = Z_{RD34} = Z_{RD45}$ , porque apresentam o mesmo cabo quadruplex 70 com mesmo comprimento  $x_{RD}$ , em km. A impedância  $Z_{RD} = (0,4966 + j \cdot 0,1132) \cdot x_{RD}$  é determinada para distâncias de 10, 25, 40, 50 e 60 metros na Tabela 14.

**Tabela 14 – Características do cabo quadruplex 70 de acordo com a distância entre as barras**

Distância (metros)	$Z_{RD}$ (mΩ)	$R_{RD}$ (mΩ)	$L_{RD}$ (μH)
10	4,966+j·1,132	4,966	3,002
25	12,415+j·2,83	12,415	7,507
40	19,864+j·4,528	19,864	12,011
50	24,83+j·5,66	24,83	15,014
60	29,796+j·6,792	29,796	18,016

Fonte: Cálculos para simulação

As potências geradas pelas fontes fotovoltaicas nos barramentos são iguais  $P_g = P_{g1} = P_{g2} = P_{g3} = P_{g4} = P_{g5}$ . Portanto, serão utilizados valores de  $P_g$  iguais a 0,25, 0,5, 0,75, e 1 pu. Considerando a potência nominal igual a 15 kW e o fator de potência de geração igual a 1, o valor de pico da corrente gerada  $I_{inv,p}$  é determinado para cada potência, em pu, na Tabela 15.



**Tabela 15 – Determinação da corrente gerada com base na potência em pu**

$S$ (pu)	$S_n$ (VA)	$S$ (VA)	$Fp$	$P_g$ (W)	$V_n$ ( $V_{rms}$ )	$I_{inv_p}$ (A)	$THD_i$ (%)
0,25	15000	3750	1	3750	127	13,92	17,40
0,5	15000	7500	1	7500	127	27,84	8,70
0,75	15000	11250	1	11250	127	41,76	5,80
1	15000	15000	1	15000	127	55,68	4,35

Fonte: Cálculos para simulação

A Tabela 15 apresenta a  $DHT$  da corrente gerada, obtida pela simulação dos inversores como fontes de correntes. A  $DHT_i$  está relacionado com a amplitude da componente fundamental da corrente. Portanto a corrente nominal apresenta a amplitude igual à 55,68 A e o conteúdo harmônico fornecerá uma taxa de  $DHT_i$  de 4,35%. A  $DHT_i$  de referência para as redes “mais fracas” é de 5,0%. Por isso a corrente gerada será baseada no fornecimento de energia para redes “fracas”, devido a referência de distorção harmônica ser maior para redes “mais fortes”.

As unidades consumidoras residenciais dos barramentos apresentam mesma potência de consumo  $S_{carga} = S_{carga_1} = S_{carga_2} = S_{carga_3} = S_{carga_4} = S_{carga_5}$  com mesmo fator de potência  $fp = fp_1 = fp_2 = fp_3 = fp_4 = fp_5$ . Portanto, serão utilizados valores de  $S_{carga}$  igual a 0, 0,5 e 1 pu. A potência aparente nominal das unidades consumidoras é igual a 15 kVA e a tensão nominal para todas as cargas é igual a 127 V. O fator de potência de consumo pode apresentar valores iguais a 1, 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo. Nas Tabelas 16, 17 e 18, as cargas lineares das unidades consumidoras são obtidas para cada potência consumida, em pu, de acordo com o fator de potência.

A Tabela 16, fornece as cargas lineares para unidades consumidoras que apresentam fator de potência igual a 1, ou seja, quando há predominância de equipamentos resistivos ligados. Nesta situação, considera-se a potência reativa  $Q_{carga}$  praticamente nula, levando em conta na simulação apenas a resistência da carga.

**Tabela 16 – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência igual a 1**

$F_p$	$S_{carga} (pu)$	$S_{carga} (VA)$	$P_{carga} (W)$	$Q_{carga} (VAr)$	$Z_{carga} (\Omega)$	$R_{carga} (\Omega)$
1	0,50	7500	7500	0	6,4516	6,4516
1	1	15000	15000	0	3,2258	3,2258

Fonte: Cálculos para simulação

A Tabela 17 fornece os valores das cargas lineares das unidades consumidoras quando o fator de potência é 0,98 indutivo, ou seja, existe uma grande quantidade de cargas indutivas ligadas. Por tanto, a potência reativa  $Q_{carga}$  está sendo absorvida pela carga.

**Tabela 17 – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência 0,98 indutivo**

$F_p$	$S_{carga} (pu)$	$S_{carga} (VA)$	$P_{carga} (W)$	$Q_{carga} (VAr)$	$Z_{carga} (\Omega)$	$R_{carga} (\Omega)$	$L_{carga} (mH)$
0,98 Indutivo	$0,50 \angle -11,48$	$7500 \angle -11,48$	7350	1492,48	$6,4516 \angle -11,48$	6,3226	3,4055
0,98 indutivo	$1 \angle -11,48$	$15000 \angle -11,48$	14700	2984,96	$3,2258 \angle -11,48$	3,1613	1,7028

Fonte: Cálculos para simulação

A Tabela 18 fornece os valores das cargas das unidades consumidoras quando o fator de potência é 0,98 capacitivo, ou seja, existe uma quantidade significativa de cargas capacitivas ligadas e as cargas indutivos estão desligados. Por tanto, a potência reativa  $Q_{carga}$  está sendo fornecida da carga para a rede de distribuição.

**Tabela 18 – Cargas lineares das unidades consumidoras trifásicas de acordo com fator de potência 0,98 capacitivo**

$F_p$	$S_{carga} (pu)$	$S_{carga} (VA)$	$P_{carga} (W)$	$Q_{carga} (VAr)$	$Z_{carga} (\Omega)$	$R_{carga} (\Omega)$	$C_{carga} (mF)$
0,98 capacitiv o	$0,50 \angle -11,48$	$7500 \angle -11,48$	7350	1492,48	$6,4516 \angle -11,48$	6,3226	2,0661
0,98 capacitivo	$1 \angle -11,48$	$15000 \angle -11,48$	14700	2984,96	$3,2258 \angle -11,48$	3,1613	4,1322

Fonte: Cálculos para simulação

Após as variáveis serem definidas, são determinados 28 casos para simulações utilizando o projeto do inversor simplificado, formados pelas variações de potência consumida  $S_{carga}$ , variação de potência gerada  $P_g$  e variação do fator de potência da carga  $fp$ . Em cada um desses casos, têm cinco variações de impedância da rede de distribuição  $Z_{RD}$ .

### 5.1.1 Simulações para casos de geração fotovoltaica sem consumo

Os casos em que há variação de potência gerada e a potência de consumo é igual a zero foram determinados para avaliar situações em que o consumo é muito baixo. De maneira detalhada, os valores eficazes da tensão de fase e da corrente da rede desses casos, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados no Apêndice A.

Para a simulação desses casos, considera-se a carga igual a  $1\text{ M}\Omega$  para obter o consumo praticamente nulo, formando um “circuito aberto”. Realiza-se essa operação, porque o software PSIM apresenta uma grande quantidade de harmônicos não tolerável na rede de distribuição quando a simulação é sem carga.

A tensão de fase dos barramentos aumenta em função da grande taxa de  $DHT_v$ , tornando-a crítica nos barramentos mais distantes da fonte, o que danifica os cabos da rede de distribuição (IEE 519, 1992).

A taxa de  $DHT$  da tensão de fase aumenta para os barramentos que apresentam menor nível de curto-circuito, ou seja, os mais distantes da fonte de tensão. Portanto a distorção harmônica de tensão depende do valor da impedância equivalente da rede de distribuição (DECKMANN, 2012). Nesses casos, a  $DHT_v$  apresenta uma grande elevação, pelo fato de que o conteúdo harmônico se acumula na rede de distribuição devido ao consumo nulo.

A corrente na rede de distribuição é a soma das correntes geradas nos barramentos, portanto quanto mais próximo da fonte de tensão, maior é a soma das correntes. Assim como a componente fundamental, as componentes harmônicas geradas pelos inversores foram somadas nos pontos de acoplamento da rede de distribuição. Portanto a taxa de  $DHT$  da corrente da rede de distribuição é a mesma para todos os barramentos. Conclui-se então que os valores da  $DHT$  da corrente da rede são iguais ao da corrente gerada no sistema sem consumo.

### 5.1.2 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência unitário

Os casos para as simulações com variação de potência gerada, variação de potência de consumo e fator de potência unitário são baseados para cargas ideais. De maneira detalhada, os valores eficazes da tensão de fase e da corrente da rede desses casos, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados no Apêndice B.

As cargas são apresentadas na simulação como resistivas, porque a reatância é dada como nula. As cargas resistivas são equipamentos menos sensíveis à distorção harmônica, porque são de aquecimento e não apresentam relevância quanto a forma de onda. No entanto, a presença de harmônicos pode prejudicar maiores esforços nos componentes e isolantes (IEEE-519, 1992).

A taxa de distorção harmônica de tensão de fase depende de suas cargas e da intensidade de harmônicos drenados por elas (DECKMANN, 2012). Por tanto, nos casos simulados, a  $DHT_v$  apresentou valores maiores quando a carga consumida é menor, justamente porque essas cargas drenam mais correntes dos inversores. Além de apresentar valores maiores para cabos mais distantes, devido as frequências harmônicas terem mais influências em impedâncias equivalentes para grandes distâncias.

A  $DHT$  da corrente da rede de distribuição aumenta quando existem grandes quantidades de inversores fotovoltaicos na rede de distribuição com geração de corrente menor do que a nominal (SCHLABBACH et al., 2009). Portanto para os casos analisados, a concentração de harmônicos na rede é expressiva, quando a corrente injetada se distancia mais da corrente nominal.

Os casos 6 e 9 presentes no Apêndice B apresentam valor extremamente alto de  $DHT$  de corrente da rede, devido a potência de consumo ser igual a de geração. Quando toda a corrente gerada é consumida, o inversor injeta os harmônicos excedentes na rede de distribuição.

A resultante da corrente da rede de distribuição carrega todas as componentes harmônicas das correntes injetadas, configurando o fenômeno de “poluição harmônica” (CASTRO, 2019). Portanto a  $DHT$  da corrente da rede aumenta para pontos de acoplamento com nível de curto-circuito elevado, ou seja, rede “forte”.

### 5.1.3 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência indutivo

Os casos para as simulações com variação da potência gerada, variação de potência de consumo e fator de potência 0,98 indutivo são os que mais se aproximam dos casos reais. Devido a maioria das cargas de uma residência apresentarem fator de potência indutivo. De maneira detalhada, os valores eficazes da tensão de fase e da corrente da rede desses casos, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados no Apêndice C.

O inversor é instalado com fator de potência unitário, justamente para trabalhar em sua eficiência máxima. A energia reativa necessária para o funcionamento de alguns equipamentos, é fornecida pela rede de distribuição (TAVEIRA et al., 2020). Portanto, a situação obtida nestes casos para altas taxas de *DHT* de tensão de carga é causada pela absorção de energia reativa das cargas indutivas.

A simulação desses casos foi realizada com uma carga de  $1\text{ M}\Omega$  em paralelo a carga de fator de potência indutivo. Para que a simulação no *software* PSIM consiga fornecer taxas de distorção harmônica toleráveis para esses casos.

As correntes harmônicas quando drenadas por essas cargas aumentam a reatância indutiva, o que prejudica o fornecimento de corrente da rede de distribuição. As tensões de fase das cargas são elevadas para valores críticos e os fatores de potência das cargas apresentam quedas.

A *DHT* da corrente da carga é muito baixa em todos os casos, devido à grande absorção de reatância. Conseqüentemente, isso pode gerar problemas para a unidade consumidora que devido à queda de fator de potência, será cobrado adicionais de energia.

A *DHT* da corrente da rede aumentou novamente para corrente injetadas distantes da corrente nominal. Porém, a energia reativa absorvida pelas cargas, possibilitou aumentar ainda mais a distorção harmônica, comparado aos casos anteriores.

#### 5.1.4 Simulações para casos de geração fotovoltaica com cargas de fator de potência capacitivo

Os casos para as simulações com variação da potência gerada, variação de potência de consumo e fator de potência 0,98 capacitivo são baseados em unidades consumidoras com bastantes capacitores. De maneira detalhada, os valores eficazes da tensão de fase e da corrente da rede desses casos, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados no Apêndice D.

Segundo Bonatto (1999), os capacitores se tornam receptores naturais das frequências harmônicas, porque oferecem caminhos de baixa impedância. Portanto, esses casos apresentam uma melhoria em relação à taxa de distorção harmônica total presente nos barramentos mais distantes da fonte.

A distorção harmônica na tensão de fase para as cargas mais distantes é maior devido a impedância equivalente da rede de distribuição ser maior. Porém para a simulação com cargas de fator de potência capacitivo, os últimos barramentos não apresentaram grandes variações de  $DHT_v$  em relação aos primeiros. A causa dessa ocorrência é que a reatância capacitiva diminui com altas frequências harmônicas.

O maior problema com harmônicos para cargas capacitivas é o risco de ressonância, que são excitações dos harmônicos que produzem níveis excessivos de corrente e tensão (IEEE-519, 1992). Porém o sistema investigado só apresenta cargas com reatância capacitiva, portanto não obteve essas ocorrências.

A  $DHT$  da corrente da rede obteve taxas elevadas quando a corrente injetada na rede se distanciou do valor de corrente nominal. E conseqüentemente, as maiores correntes equivalentes da rede de distribuição apresentaram maior conteúdo harmônico.

## 5.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS BASEADOS NA CURVA DE GDFV

Nesta seção, serão analisados os casos baseados na curva de GDFV para geração em uma rede de distribuição trifásica. O modelo utilizado é o sistema de fluxo de potência da rede de distribuição secundária trifásica da Figura 40, com geração fotovoltaica representada pelo modelo do inversor simplificado. As características da rede, das cargas e da geração do projeto serão definidas nas próximas tabelas para simulação no *software* PSIM.

A Tabela 19 exemplifica as características dos barramentos, onde cada um apresenta uma unidade consumidora trifásica com cargas lineares.

**Tabela 19 – Características dos barramentos**

<b>Barra</b>	$P_g$ (kW)	$S_{carga}$ (kVA)	$fp$
<b>1</b>	12	12	0,95 indutivo
<b>2</b>	12	12	0,98 indutivo
<b>3</b>	15	15	0,98 indutivo
<b>4</b>	15	15	1
<b>5</b>	24	24	1

**Fonte: Valores para simulação**

Os valores de potência nominal de geração e potência aparente nominal de consumo são apresentados na Tabela 19. O fator de potência é definido com base nas características das unidades consumidoras e para o período de geração fotovoltaica durante o dia.

Os consumidores 1, 2 e 3 têm bastantes cargas indutivas, por isso o fator de potência da carga é indutivo. Os consumidores 4 e 5 apresentam o fator de potência unitário, por isso são formados por cargas resistivas.

As cargas nominais das unidades consumidoras são determinadas na Tabela 20, considerando a tensão nominal de fase para todas as cargas igual a 127 V.

**Tabela 20 – Definição das cargas nominais das unidades consumidoras**

<b>Barra</b>	$V_n$ (V)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	127	4,0323 $\angle$ -18,19	3,8306	3,3398
2	127	4,0323 $\angle$ -11,48	3,9516	2,1285
3	127	3,2258 $\angle$ -11,48	3,1613	1,7028
4	127	3,2258	3,2258	0
5	127	2,0161	2,0161	0

**Fonte: Valores para simulação**

A amplitude da corrente nominal de geração é determinada de acordo com a potência de geração do barramento na Tabela 21. A taxa distorção harmônica total da corrente gerada é de 4,35% para o valor nominal das correntes de todos os barramentos.

**Tabela 21 – Definição da amplitude das corrente nominais de geração e da  $THD_i$**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv,p}$ (A)	$THD_i$ (%)
1	12	44,54	4,35
2	12	44,54	4,35
3	15	55,68	4,35
4	15	55,68	4,35
5	24	89,08	4,35

As distâncias das redes  $d_{RD}$  entre os barramentos, na Tabela 22, definem as impedâncias do cabo quadruplex 70 com bitola de 70 mm<sup>2</sup>.

**Tabela 22 – Características das redes entre os barramentos**

Rede	$d_{RD}$ (m)	$R_{RD}$ (mΩ)	$L_{RD}$ (μH)
0-1	10	4,966	3,002
1-2	25	12,415	7,507
2-3	25	12,415	7,507
3-4	40	19,864	15,014
4-5	40	19,864	15,014

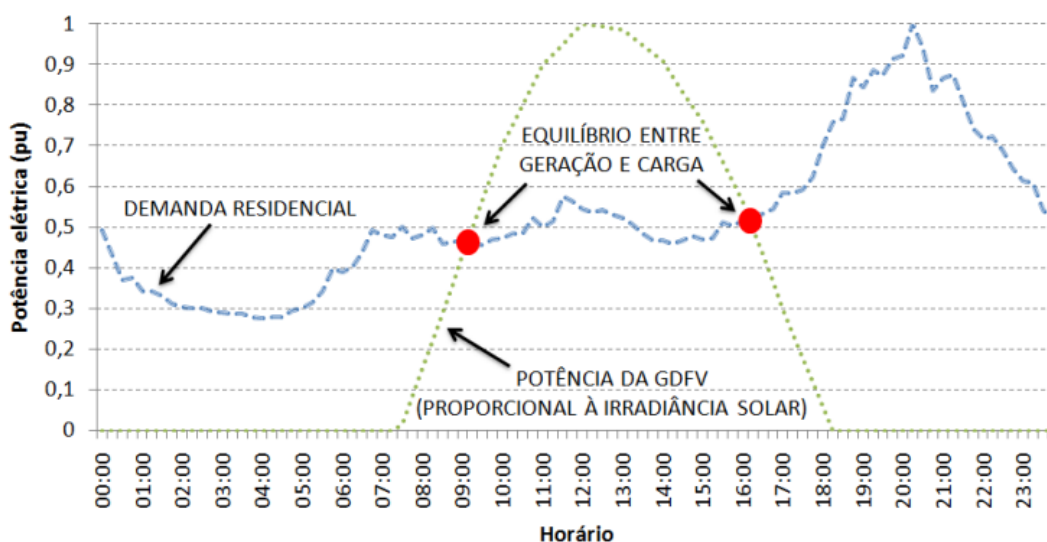
**Fonte: Valores para simulação**

Baseado nos estudos da *International Agency Energy – Photovoltaic Power Systems Programme* (2002), a Figura 41 apresenta a curva real de uma geração fotovoltaica e uma demanda residencial durante o dia, portanto as simulações apresentarão variação de potência gerada e consumida de acordo com essas curvas.



A curva da GDFV (Geração Distribuída Fotovoltaica) representa as quantidades reais de potência elétrica gerada pela fonte fotovoltaica, de acordo com IEA-PVPS (2002) internacionais. Portanto, os casos simulados serão para potência gerada de 0,25 pu, às 08:30, de 0,5 pu às 09:15, de 0,75 pu às 10:30, de 0,9 pu às 11:30 e de 1 pu às 12:15. De acordo com esses horários são definidas as potências consumidas na curva de demanda residencial da Figura 41.

**Figura 41 – Curva da GDFV e demanda residencial**



Fonte: SHAYANI, 2010

### 5.2.1 Simulação para geração fotovoltaica às 08:30 da manhã

De acordo com a Figura 41, a fonte fotovoltaica fornece potência de 0,25 pu às 08:30 da manhã, o mesmo período que a demanda da residência é de 0,48 pu. Considerando as características definidas para a rede de distribuição na Tabela 22, realiza-se a simulação com base nos dados da Tabela 23.

Realizando a simulação às 08:30 da manhã, obtém-se as formas de onda das tensões de fase de cada barramento na Figura 42 e os valores de tensão eficaz e suas taxas de distorção harmônica total na Tabela 24.

**Tabela 23 – Definição das correntes injetadas e das cargas para as 08:30 da manhã**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv,p}$ (A)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	3	11,14	8,4005 $\angle$ -18,19	7,9807	6,9561
2	3	11,14	8,4005 $\angle$ -11,48	8,2324	4,4349
3	3,75	13,92	6,7204 $\angle$ -11,48	6,5860	3,5479
4	3,75	13,92	6,7204	6,7204	0
5	6	22,27	4,2002	4,2002	0

Fonte: Valores para simulação

O horário em análise ocorre baixa geração fotovoltaica, devido às condições de baixa irradiância. Portanto, a corrente gerada pelo inversor está distante do valor nominal, implicando em uma elevada taxa de distorção harmônica total de corrente igual a 17,40%.

Como consequência da grande concentração harmônica presente nas correntes, as tensões de fase das cargas terão muitas influências harmônicas em seu formato senoidal. Dado que as correntes geradas pelos inversores são drenadas pelas cargas.

A tensão de fase mantém-se adequada em todos os barramentos, em contrapartida a  $DHT_v$  ultrapassou os 10,0% estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST.

O barramento 1 apresenta a carga com maior fator de potência do sistema igual a 0,95 indutivo. Mesmo estando próximo da fonte, a 10 metros de distância, a tensão de fase nesse barramento obteve uma  $DHT_v$  alta em virtude do aumento da reatância indutiva da carga.

O barramento 2 está a 35 metros da fonte de tensão, por isso as frequências harmônicas das correntes geradas pelos inversores aumentam a reatância indutiva da carga e da rede. Consequentemente, a tensão de fase apresentou uma  $DHT_v$  superior ao valor limite de 10,0% estabelecido pela norma. Portanto, as cargas estão apresentando perdas.

Como a carga do barramento 3 tem fator de potência indutivo e está a 60 metros da fonte, a tensão de fase apresentou aumento da  $DHT_v$  em relação ao barramento anterior.

O barramento 4 apresenta uma carga sem reatância, o que influenciou em uma pequena diminuição da  $DHT$  da tensão de fase, mesmo estando a 100 metros da fonte de tensão.

Em seguida, a carga do barramento 5 está a 140 metros da fonte e tem fator de potência unitário, porém a *DHT* da tensão de fase aumentou em relação ao barramento anterior. Isso é justificável, considerando que a maior impedância equivalente da rede apresenta maior aumento na reatância para frequências harmônicas. E além das influências de harmônicos que as cargas indutivas presentes nas outras unidades consumidoras interferem na rede de distribuição.

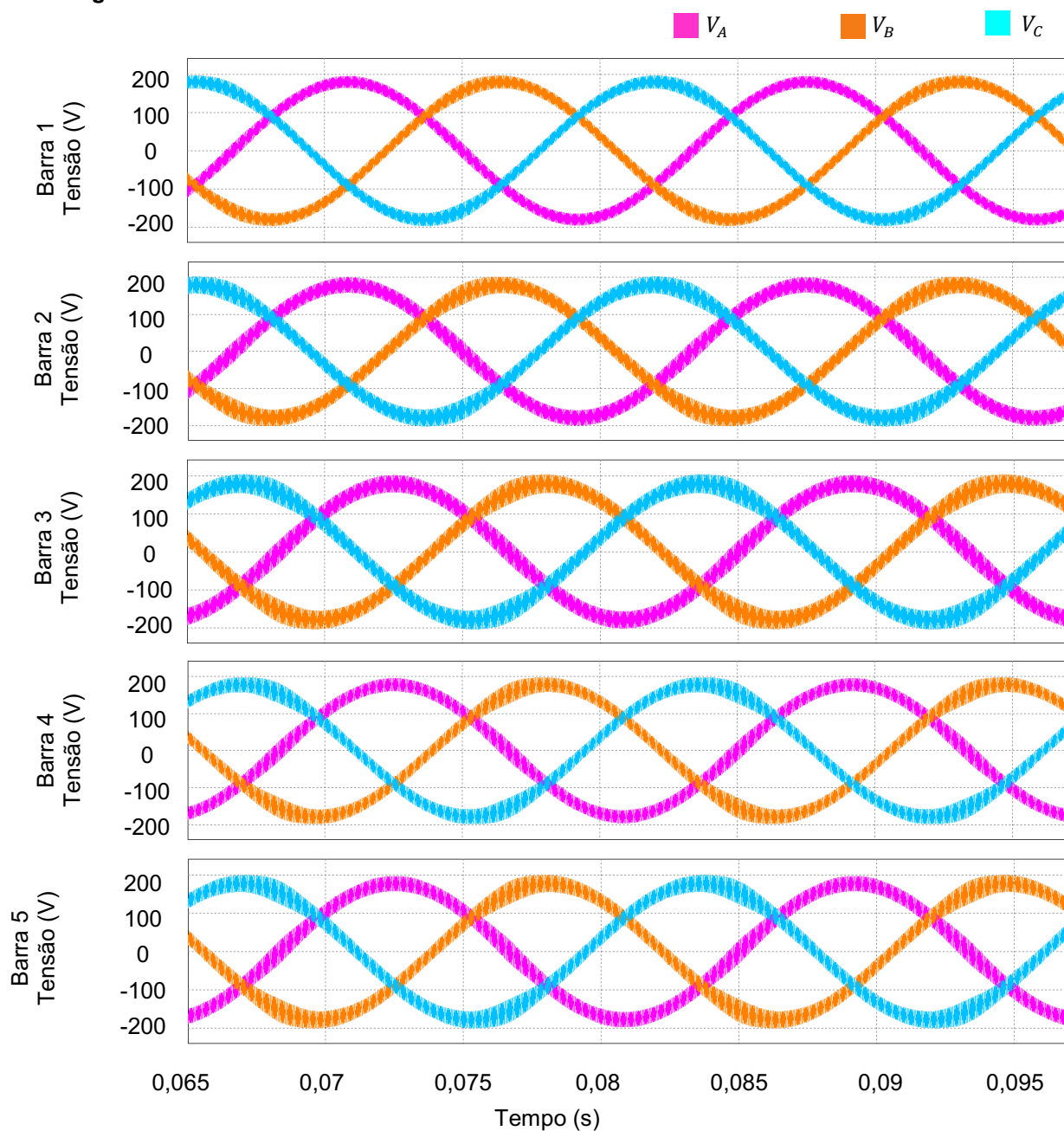
As interferências da geração de corrente harmônica pelos inversores na rede de distribuição às 08:30 da manhã são mostradas na Figura 43, ilustrando a forma de onda das correntes da rede de distribuição entre os barramentos. A Tabela 25 determina os valores eficazes das correntes e suas taxas de distorção harmônica total.

Em circunstância da elevada *DHT* da corrente de geração, a corrente da rede de distribuição apresentou um dos seus piores valores relacionados a distorção harmônica. Principalmente, porque a demanda residencial é de aproximadamente metade de sua capacidade nominal no período em que há geração fotovoltaica. Essa situação implica em uma corrente injetada na rede com valores distantes da corrente nominal e por consequência, grandes quantidades de harmônicos.

Em decorrência da diferença de fase entre tensão e corrente na rede de distribuição, determina-se a direção do fluxo de potência. Porém, os harmônicos podem fluir em sentido oposto (DECKMANN,2012). Porque buscam por direções com baixa impedância, as quais podem ser cargas interligadas ou fontes com impedância equivalente inferior às derivações paralelas oferecidas pelas cargas (BONATTO, 1999).

As correntes da rede de distribuição costumam apresentar as maiores  $DHT_i$  em redes “fortes”. Portanto quanto mais longe da fonte, menor é a distorção harmônica da corrente. Porém, de acordo com os resultados obtidos na simulação, a corrente da rede aumentou a distorção harmônica total depois do barramento 3, devido ao fornecimento de energia para as cargas resistivas. Normalmente, não são cargas sensíveis aos harmônicos, em razão do seu aquecimento.

Figura 42 – Formas de ondas das tensões de fase nos barramentos à 08:30 da manhã



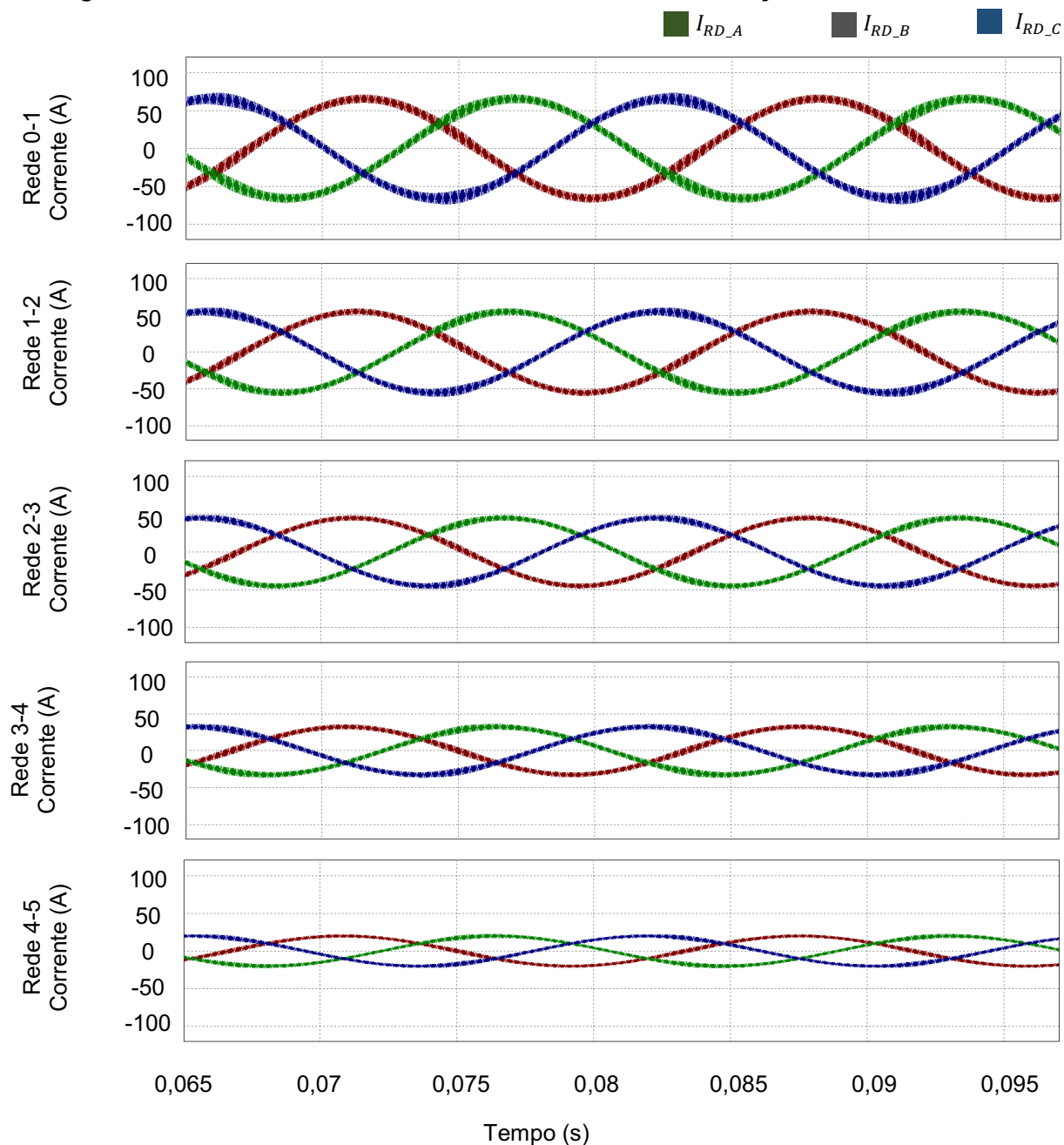
Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 24 – Resultados obtidos da tensão de fase da carga à 08:30 da manhã

Barra	$V_A (V_{rms})$	$V_B (V_{rms})$	$V_C (V_{rms})$	$DHT_{V_A} (%)$	$DHT_{V_B} (%)$	$DHT_{V_C} (%)$
1	126,8903	129,7384	125,4500	7,6214	7,6219	7,6214
2	126,6941	129,5251	125,2634	10,2583	10,2589	10,2583
3	126,4077	129,2284	124,9837	11,1173	11,1179	11,1172
4	125,9470	128,7621	124,5309	11,0972	11,0978	11,0971
5	125,8574	128,6648	124,4480	12,3963	12,3971	12,3963

Fonte: Simulação software PSIM

Figura 43 – Formas de ondas das correntes da rede de distribuição às 08:30 da manhã



Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 25 – Resultados obtidos da corrente na rede às 08:30 da manhã

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	45,9115	47,4045	46,1872	9,1361	9,1367	9,1365
1-2	38,6979	39,8681	38,7245	8,1244	8,1248	8,1246
2-3	31,5523	32,4396	31,4512	7,6608	7,6613	7,6610
3-4	22,9969	23,5120	22,7402	10,6269	10,6274	10,6267
4-5	14,1254	14,4420	13,9676	10,5071	10,5076	10,5070

Fonte: Simulação software PSIM

### 5.2.2 Simulação para geração fotovoltaica às 09:15 da manhã

As características da rede são consideradas as mesmas da Tabela 22, porém com base na potência gerada de 0,5 pu pela fonte fotovoltaica e na demanda residencial de 0,46 pu às 09:15, da Figura 41. As características das cargas e das correntes injetadas são definidas na Tabela 26.

**Tabela 26 – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 09:15 da manhã**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv_p}$ (A)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	6	22,27	8,7658 $\angle$ -18,19	8,3277	7,2585
2	6	22,27	8,7658 $\angle$ -11,48	8,5904	4,6278
3	7,5	27,84	7,0126 $\angle$ -11,48	6,8723	3,7022
4	7,5	27,84	7,0126	7,0126	0
5	12	44,54	4,3829	4,3829	0

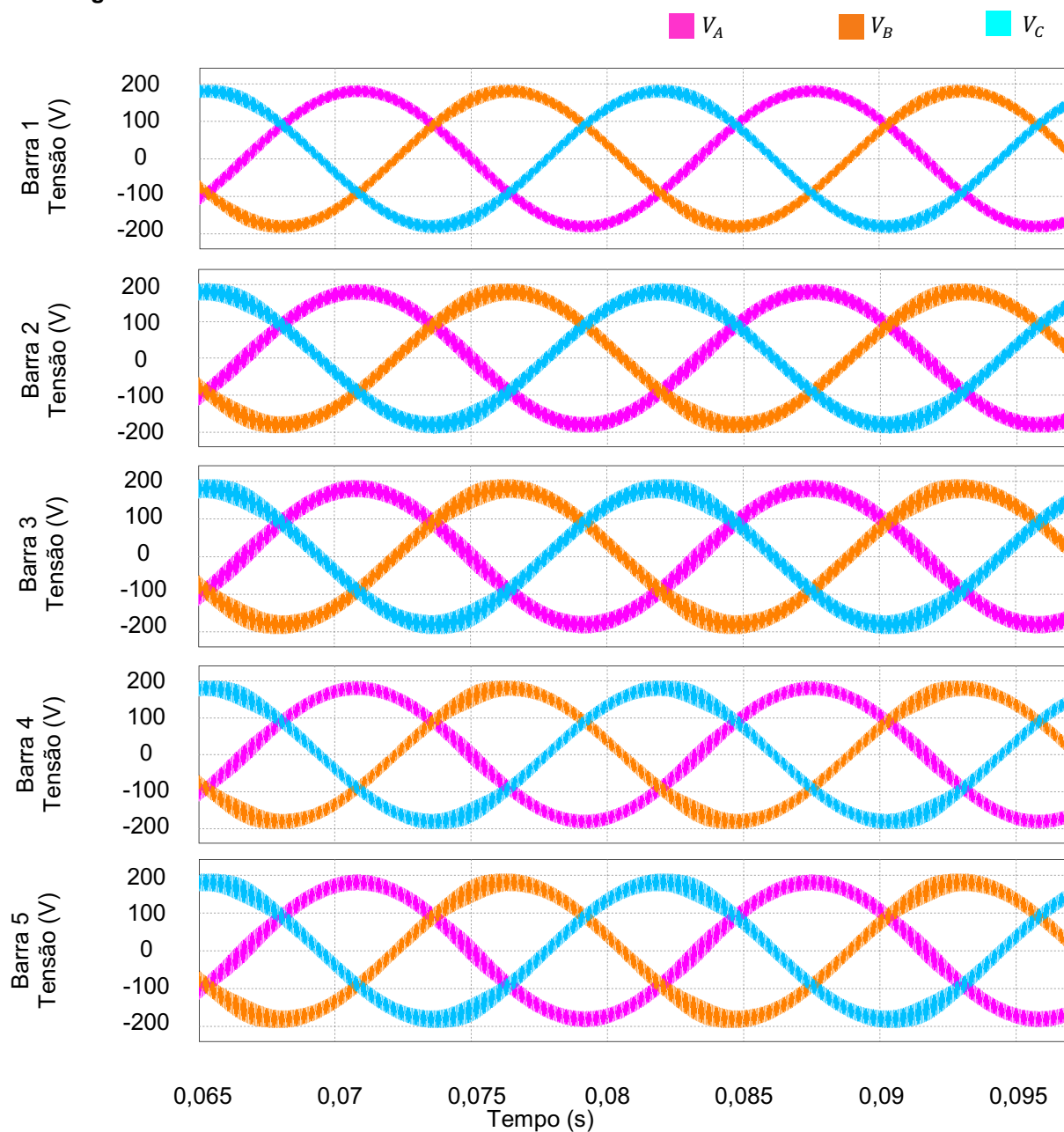
Fonte: Valores para simulação

Realizando a simulação de acordo com a Tabela 26, obtém-se as formas de onda das tensões de fase e das correntes das redes de distribuição, respectivamente nas Figura 44 e 45. Os valores eficazes das tensões de fase e das correntes da rede e suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados, respectivamente, nas Tabelas 27 e 28.

Em razão da corrente gerada apresentar  $DHT_i$  de 8,70%, o conteúdo harmônico se mantém bastante presente na rede de distribuição, influenciando na taxa de distorção harmônica de tensão. Nessa simulação a  $DHT_v$  apresentou aumento que se estendeu do barramento 1 ao 5, os valores em percentuais permaneceram similares ao caso da geração às 08:30. Ou seja, as influências das frequências harmônicas continuam impactando as reatâncias das cargas com fator de potência indutivo e as reatâncias equivalentes das redes de distribuição.

Dado que a potência gerada é quase toda consumida pelas cargas. A geração de corrente às 09:15 da manhã cria o pior caso analisado, justamente por que a corrente injetada na rede é muito baixa, proporcionando uma acentuada elevação de harmônicos na rede de distribuição.

Figura 44 – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 09:15 da manhã



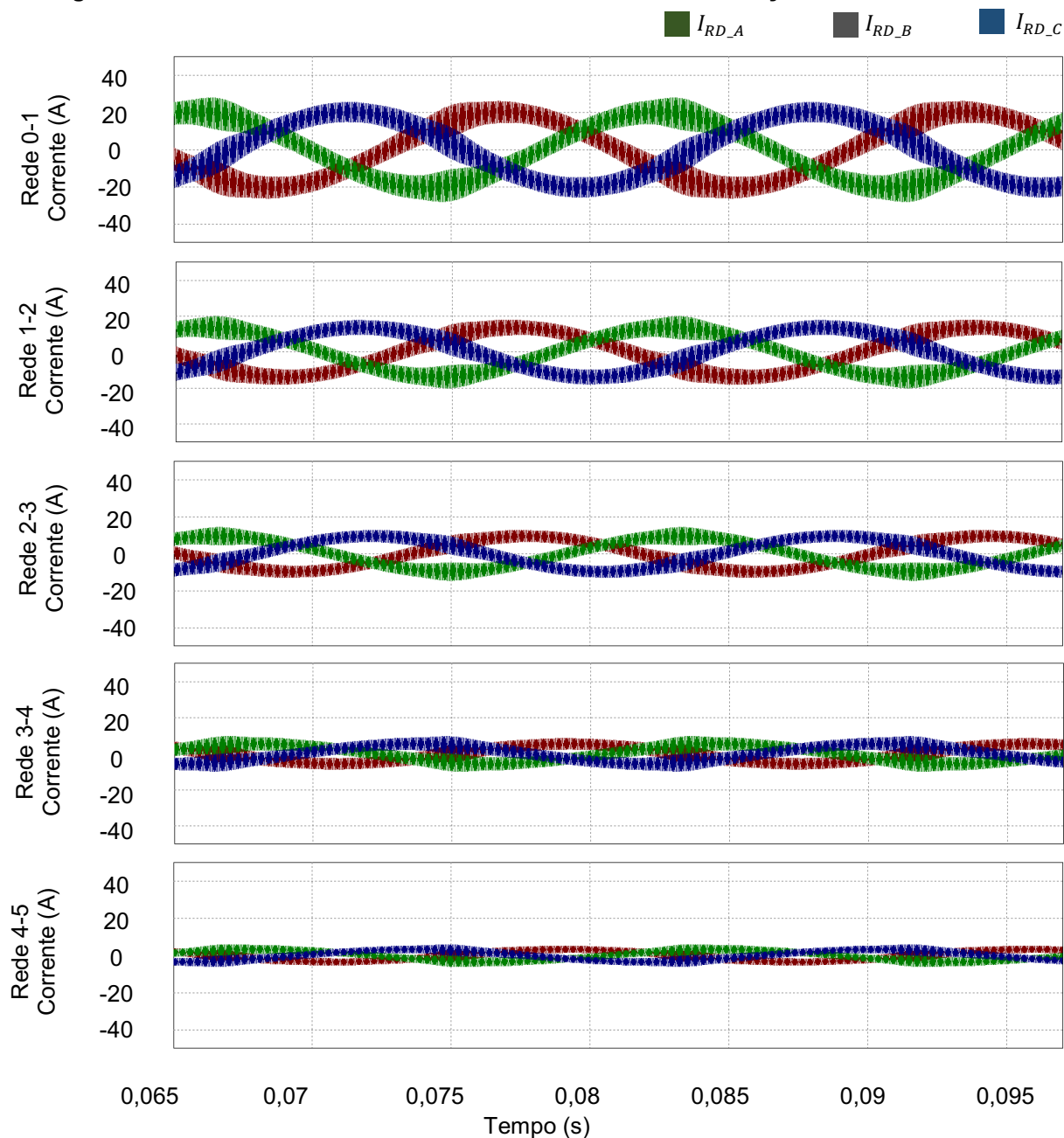
Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 27 – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 09:15 da manhã

Barra	$V_A (V_{rms})$	$V_B (V_{rms})$	$V_C (V_{rms})$	$DHT_{V_A} (\%)$	$DHT_{V_B} (\%)$	$DHT_{V_C} (\%)$
1	127,1773	130,0182	125,7175	7,6858	7,6862	7,6858
2	127,5586	130,3885	126,0938	10,3315	10,3321	10,3314
3	127,7466	130,5711	126,2765	11,2201	11,2208	11,2201
4	127,8435	130,6662	126,3656	11,3165	11,3172	11,3164
5	128,0963	130,9137	126,6155	12,6365	12,6372	12,6364

Fonte: Simulação software PSIM

Figura 45 – Formas de onda das correntes das redes de distribuição às 09:15 da manhã



Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 28 – Resultados obtidos da corrente da rede às 09:15 da manhã

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	15,2864	14,8827	14,8708	30,0954	30,0942	30,0937
1-2	10,4625	10,2494	10,1489	33,4410	33,4404	33,4397
2-3	7,3608	7,2759	7,1397	36,9519	36,9523	36,9518
3-4	4,6148	4,6890	4,5768	63,4463	63,4563	63,4562
4-5	2,8276	2,8733	2,8044	62,8143	62,8238	62,8234

Fonte: Simulação software PSIM



### 5.2.3 Simulação para geração fotovoltaica às 10:30 da manhã

Com base na Figura 41, a fonte fotovoltaica fornece potência de 0,75 pu e a demanda da residência é de 0,48 pu, às 10:30 da manhã. Considerando as características definidas para a rede de distribuição na Tabela 22, realiza-se a simulação com base nos dados da Tabela 29.

**Tabela 29 – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 10:30 da manhã**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv_p}$ (A)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	9	33,41	8,4005 $\angle$ -18,19	7,9807	6,9561
2	9	33,41	8,4005 $\angle$ -11,48	8,2324	4,4349
3	11,25	41,76	6,7204 $\angle$ -11,48	6,5860	3,5479
4	11,25	41,76	6,7204	6,7204	0
5	18	66,81	4,2002	4,2002	0

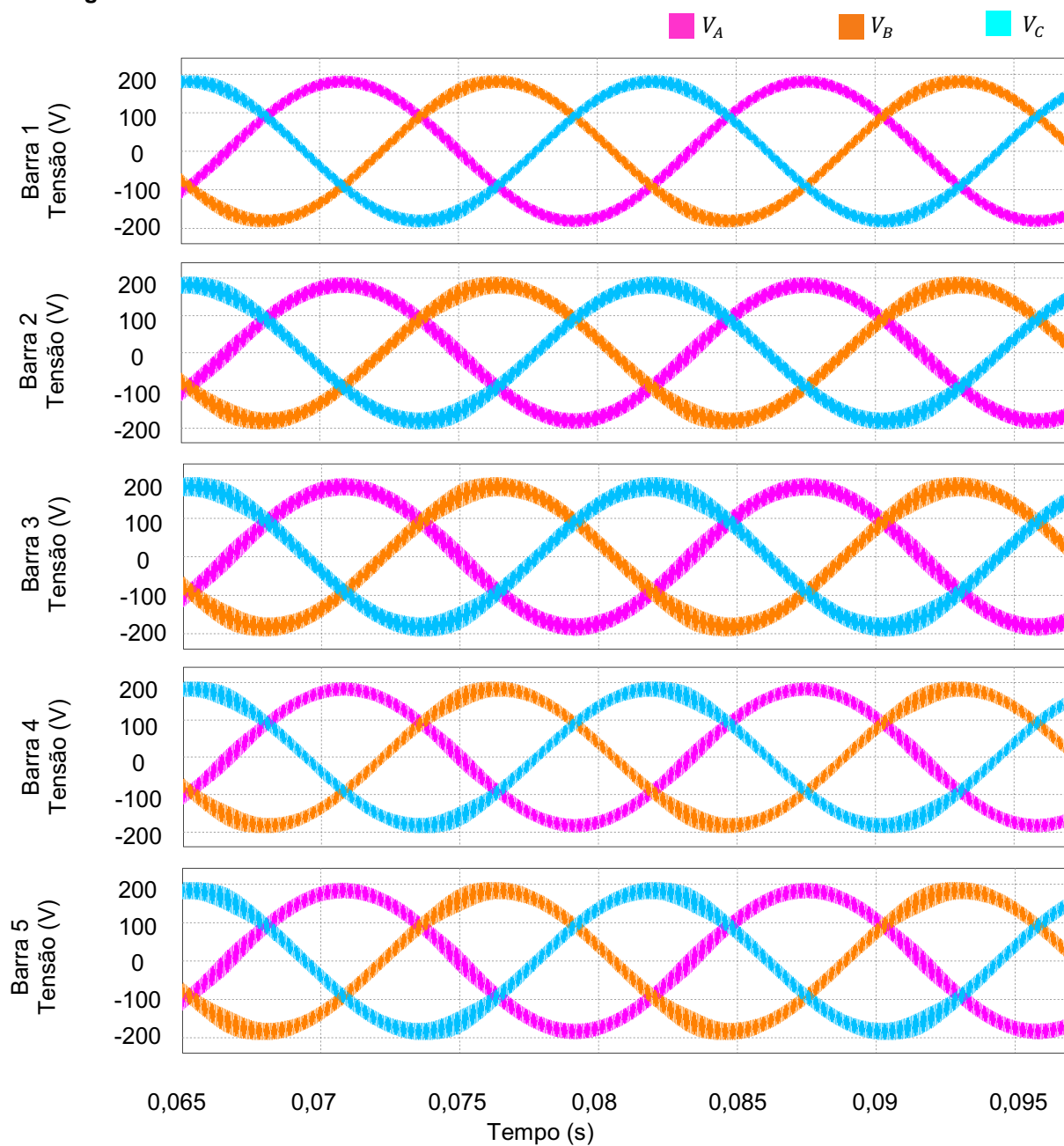
Fonte: Valores para simulação

Baseado na simulação para geração de 75% da potência nominal para uma demanda residencial, as formas de onda das Figuras 46 e 47 apresentam, respectivamente, a tensão de fase em cada barramento e as correntes para cada rede de distribuição. Os valores eficazes dessas tensões e correntes, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados, respectivamente, na Tabela 30 e 31.

Em consequência da geração de correntes harmônicas pelos inversores, a reatância dos cabos e das cargas indutivas influenciam no aumento da  $DHT$  da tensão de fase nos barramentos. Para geração às 10:30, o inversor fotovoltaico consegue gerar uma corrente, de aproximadamente 75% da corrente nominal. Essa situação contribuiu na diminuição de harmônicos na tensão de fase dos barramentos, devido à  $DHT$  da corrente gerada ser de 5,80%.

Em função da diminuição dos harmônicos presentes na corrente de geração às 10:30, as correntes da rede de distribuição apresentarão uma pequena queda no conteúdo harmônico. As maiores  $DHT_i$  permanecem nas redes mais próximas da fonte de distribuição, devido à baixa impedância, e nas redes que fornecem corrente para as cargas com fator de potência unitário, por apresentarem menor impedância em relação às cargas com características indutivas

Figura 46 – Formas de onda das tensões de fase nos barramentos às 10:30 da manhã



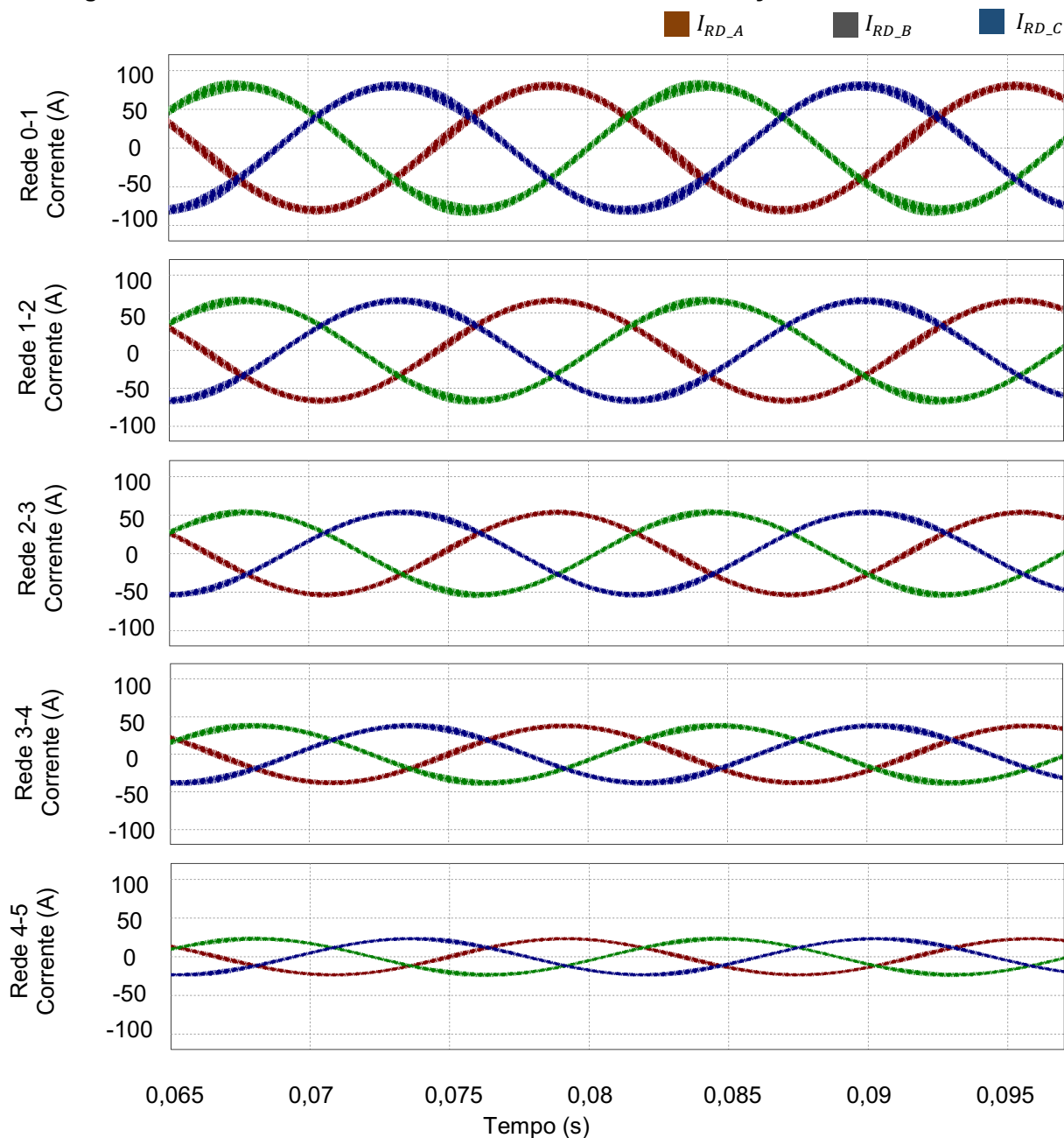
Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 30 – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 10:30 da manhã

Barra	$V_A$ ( $V_{rms}$ )	$V_B$ ( $V_{rms}$ )	$V_C$ ( $V_{rms}$ )	$DHT_{V_A}$ (%)	$DHT_{V_B}$ (%)	$DHT_{V_C}$ (%)
1	127,4024	130,2371	125,9255	7,5917	7,5921	7,5917
2	128,2553	131,0839	126,7600	10,1344	10,1350	10,1344
3	128,8240	131,6515	127,3127	10,9093	10,9100	10,9092
4	129,3527	132,1822	127,8194	10,8055	10,8061	10,8054
5	129,8648	132,6916	128,3201	12,0131	12,0139	12,0131

Fonte: Simulação software PSIM

Figura 47 – Formas de onda das correntes da rede de distribuição às 10:30 da manhã



Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 31 – Resultados obtidos da corrente na rede às 10:30 da manhã

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	57,0698	57,6249	55,7160	7,4689	7,4693	7,4688
1-2	46,9635	47,5970	45,9908	6,7730	6,7735	6,7730
2-3	37,8481	38,4654	37,1614	6,4379	6,4384	6,4379
3-4	26,7871	27,3761	26,4699	9,1127	9,1134	9,1130
4-5	16,4514	16,8131	16,2566	9,0114	9,0121	9,0117

Fonte: Simulação software PSIM

#### 5.2.4 Simulação para geração fotovoltaica às 11:30 da manhã

De acordo com a Figura 41, a fonte fotovoltaica fornece potência de 0,9 pu às 11:30 da manhã, o mesmo período que a demanda da residência é de 0,55 pu. Considerando as características definidas para a rede de distribuição na Tabela 22, realiza-se a simulação com base nos dados da Tabela 32.

**Tabela 32 – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 11:30 da manhã**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv_p}$ (A)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	10,8	40,09	7,3314 $\angle$ -18,19	6,9650	6,0708
2	10,8	40,09	7,3314 $\angle$ -11,48	7,1847	3,8705
3	13,5	50,11	5,8651 $\angle$ -11,48	5,7478	3,0964
4	13,5	50,11	5,8651	5,8651	0
5	21,6	80,18	3,6657	3,6657	0

Fonte: Valores para simulação

Considerando a simulação do inversor fotovoltaico conectado à rede de distribuição às 11:30, as formas de onda das Figuras 48 e 49 apresentam, respectivamente, a tensão de fase em cada barramento e as correntes para cada rede de distribuição. Os valores eficazes dessas tensões e correntes, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados, respectivamente, na Tabela 33 e 34.

Baseado nos estudos da IEA-PVPS (2002), o período de geração de corrente acima de 90% do valor nominal, se estende das 11:30 às 15:00. O que representa boa parte do período em que a corrente injetada na rede é maior que zero, das 09:00 às 16:30. A *DHT* da corrente gerada para potência de 0,9 pu é de aproximadamente 4,83%.

Como consequência do aumento da potência gerada, a *DHT* das tensões de fase dos barramentos foi reduzida em virtude da diminuição do conteúdo harmônico presente nas correntes. A corrente da rede de distribuição apresentou uma queda no conteúdo harmônico às 11:30, dado que a corrente injetada nesse caso se aproxima do valor nominal, diminuindo a poluição harmônica na rede de distribuição. Portanto, o fornecimento de corrente pelo inversor das 11:30 às 15:30, além de apresentar rendimentos altos, há diminuição da *DHT* da corrente da rede.

Figura 48 – Formas de onda das tensões de fase nos barramentos às 11:30 da manhã

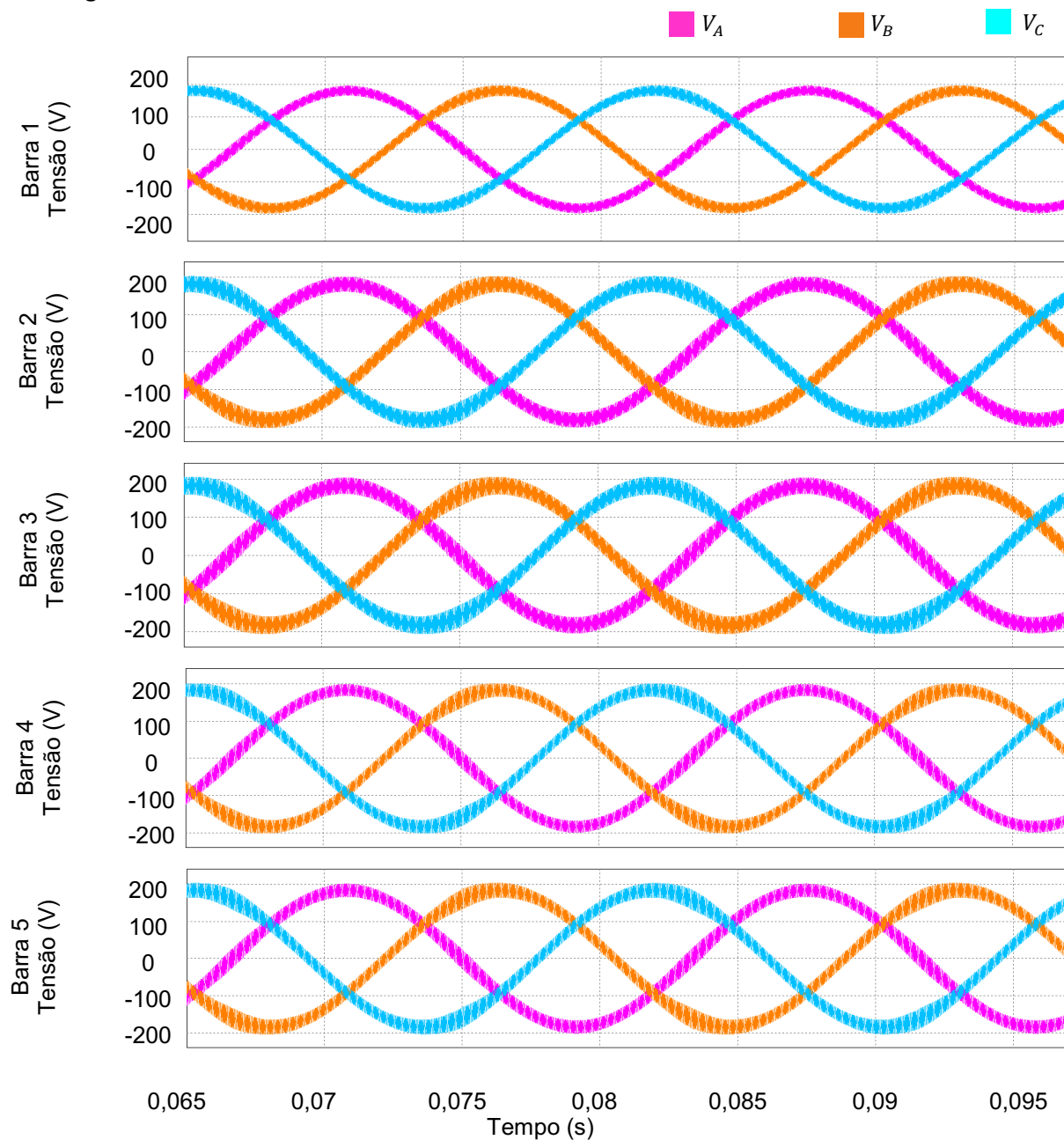
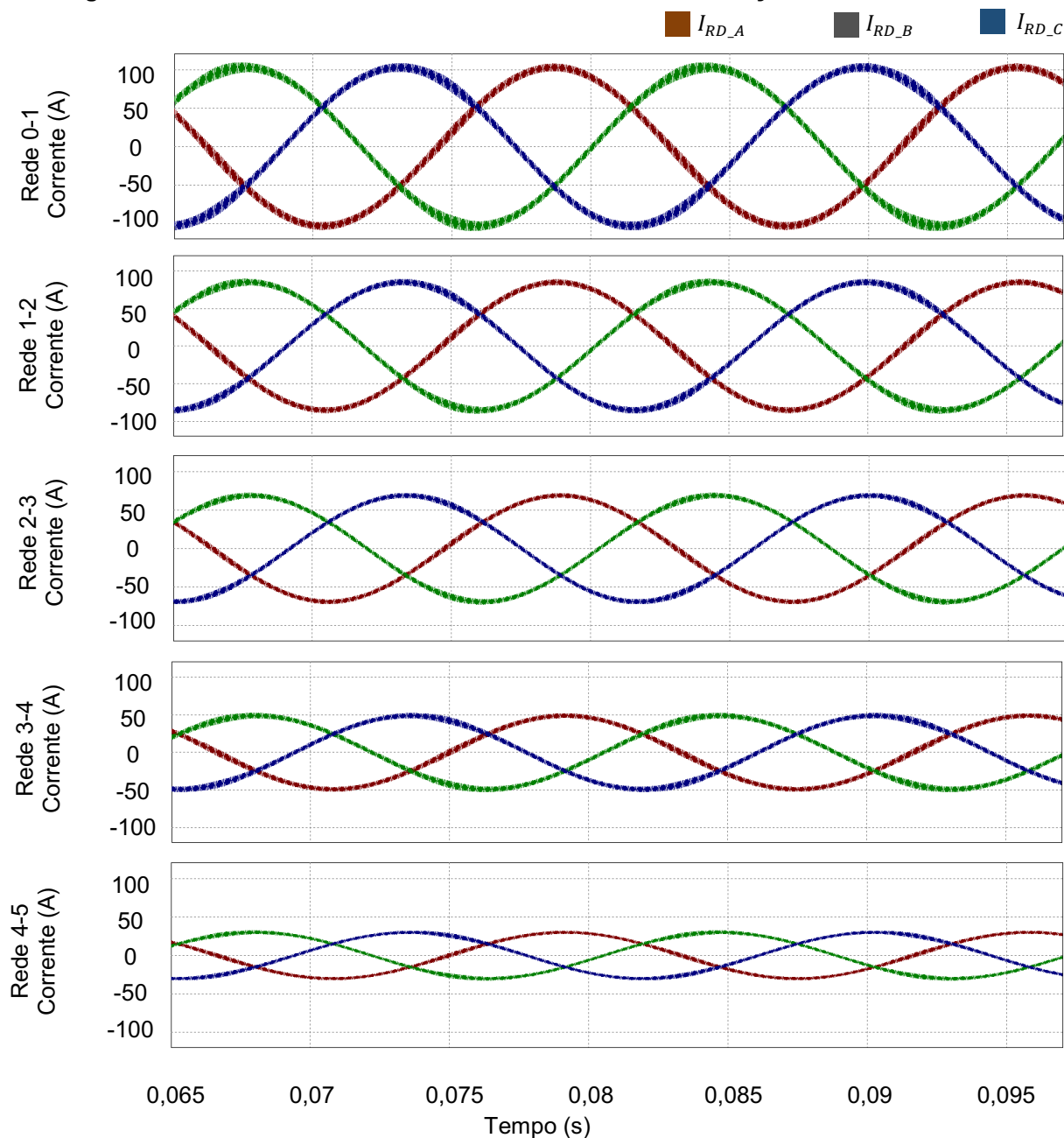


Tabela 33 – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 11:30 da manhã

Barra	$V_A (V_{rms})$	$V_B (V_{rms})$	$V_C (V_{rms})$	$DHT_{V_A} (\%)$	$DHT_{V_B} (\%)$	$DHT_{V_C} (\%)$
1	127,4539	130,2864	125,9706	7,3557	7,3562	7,3558
2	128,4416	131,2696	126,9343	9,7134	9,7140	9,7134
3	129,1105	131,9391	127,5827	10,2555	10,2561	10,2554
4	129,7295	132,5627	128,1743	9,6308	9,6314	9,6307
5	130,2882	133,1203	128,7181	10,6102	10,6109	10,6102

Fonte: Simulação software PSIM

Figura 49 – Formas de onda das correntes na rede de distribuição às 11:30 da manhã



Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 34 – Resultados obtidos da corrente na rede às 11:30 da manhã

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	73,1148	73,9261	71,4531	5,4331	5,4335	5,4331
1-2	60,3697	61,2404	59,1655	4,7838	4,7841	4,7837
2-3	48,7309	49,5549	47,8725	4,4643	4,4646	4,4643
3-4	34,5384	35,2975	34,1243	6,7471	6,7476	6,7473
4-5	21,2102	21,6761	20,9557	6,6432	6,6437	6,6434

Fonte: Simulação software PSIM

### 5.2.5 Simulação para geração fotovoltaica às 12:15

Com base na Figura 41, a fonte fotovoltaica fornece potência de 1 pu e a demanda da residência é de 0,54 pu, às 12:15. Considerando as características definidas para a rede de distribuição na Tabela 22, realiza-se a simulação com base nos dados da Tabela 35.

**Tabela 35 – Definição das correntes injetadas e das cargas para as unidades consumidoras às 12:15**

Barra	$P_g$ (kW)	$I_{inv,p}$ (A)	$Z_{carga}$ ( $\Omega$ )	$R_{carga}$ ( $\Omega$ )	$L_{carga}$ (mH)
1	12	44,54	7,4671 $\angle$ -18,19	7,0940	6,1832
2	12	44,54	7,4671 $\angle$ -11,48	7,3177	3,9421
3	15	55,68	5,9737 $\angle$ -11,48	5,8542	3,1537
4	15	55,68	5,9737	5,9737	0
5	24	89,08	3,7336	3,7336	0

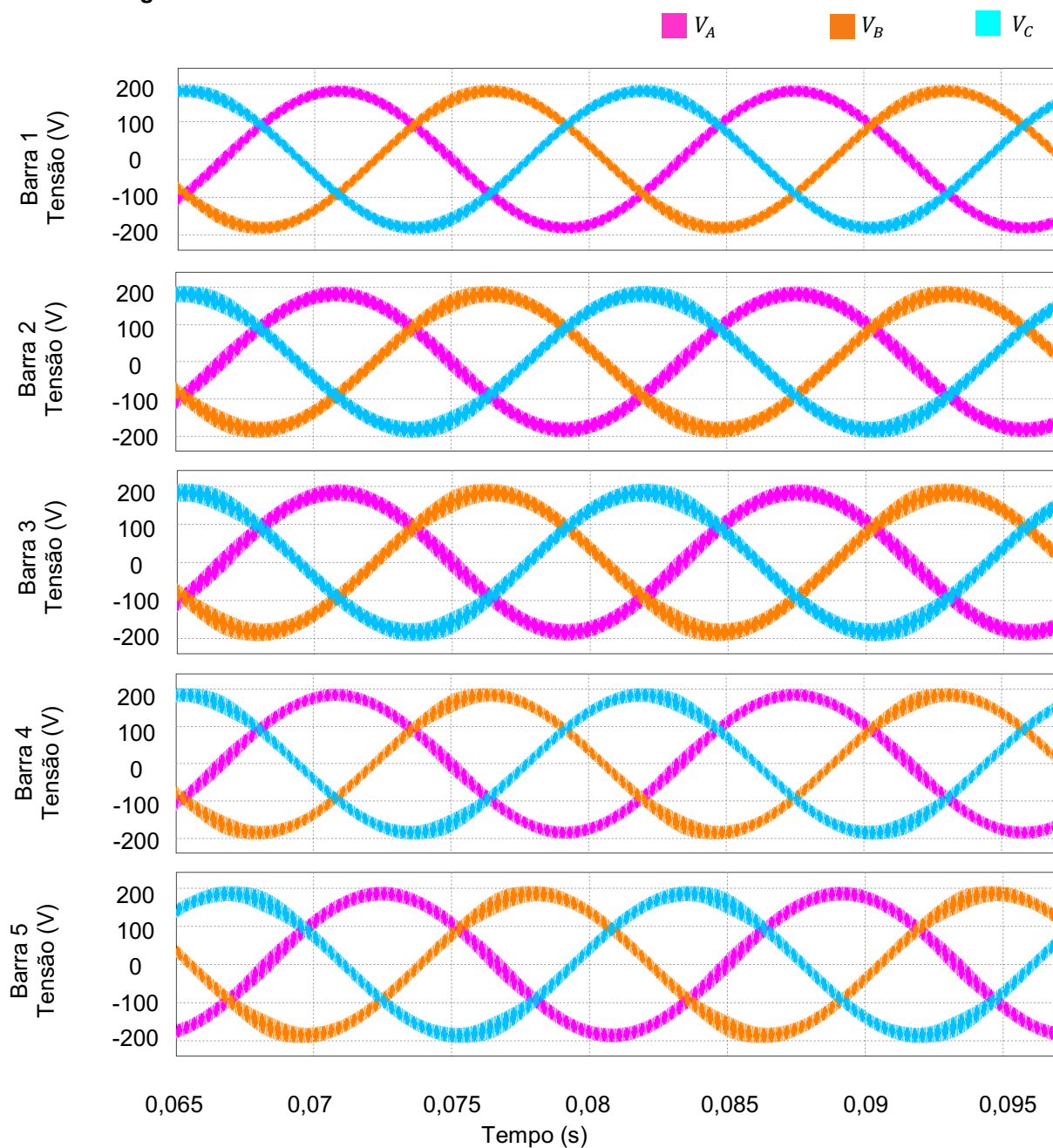
Fonte: Valores para simulação

Para a simulação quando a potência gerada atinge o pico de 1 pu, as formas de onda das Figuras 50 e 51 apresentam, respectivamente, a tensão de fase em cada barramento e as correntes para cada rede de distribuição. Os valores eficazes dessas tensões e correntes, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados, respectivamente, na Tabela 36 e 37.

De acordo com os estudos da IEA-PVPS (2002), aproximadamente às 12:15, o gerador fotovoltaico alcança o pico de geração em 1 pu. Nesse caso o valor de  $DHT$  da corrente gerada é de 4,35%, respeitando o valor de referência estabelecido para todos os barramentos de 5,0%.

Os valores de  $DHT$  das tensões de fase ultrapassam o valor limite de 10,0%, estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST, nos barramentos 3 e 5. O barramento 3 têm altas reatâncias em relação à rede e para às cargas indutivas, por isso a tensão apresentou uma crescente em harmônicos. O barramento 5 possui a maior impedância da rede de distribuição, mesmo abastecendo uma carga de fator de potência unitário, as influências das reatâncias levaram a tensão de fase a ultrapassar o valor limite de  $DHT_v$ . As correntes da rede de distribuição apresentaram as menores  $DHT_i$  de todos os casos, devido ao baixo conteúdo harmônico das corrente geradas.

Figura 50 – Formas de onda das tensões de fase nos barramentos às 12:15



Fonte: Simulação software PSIM

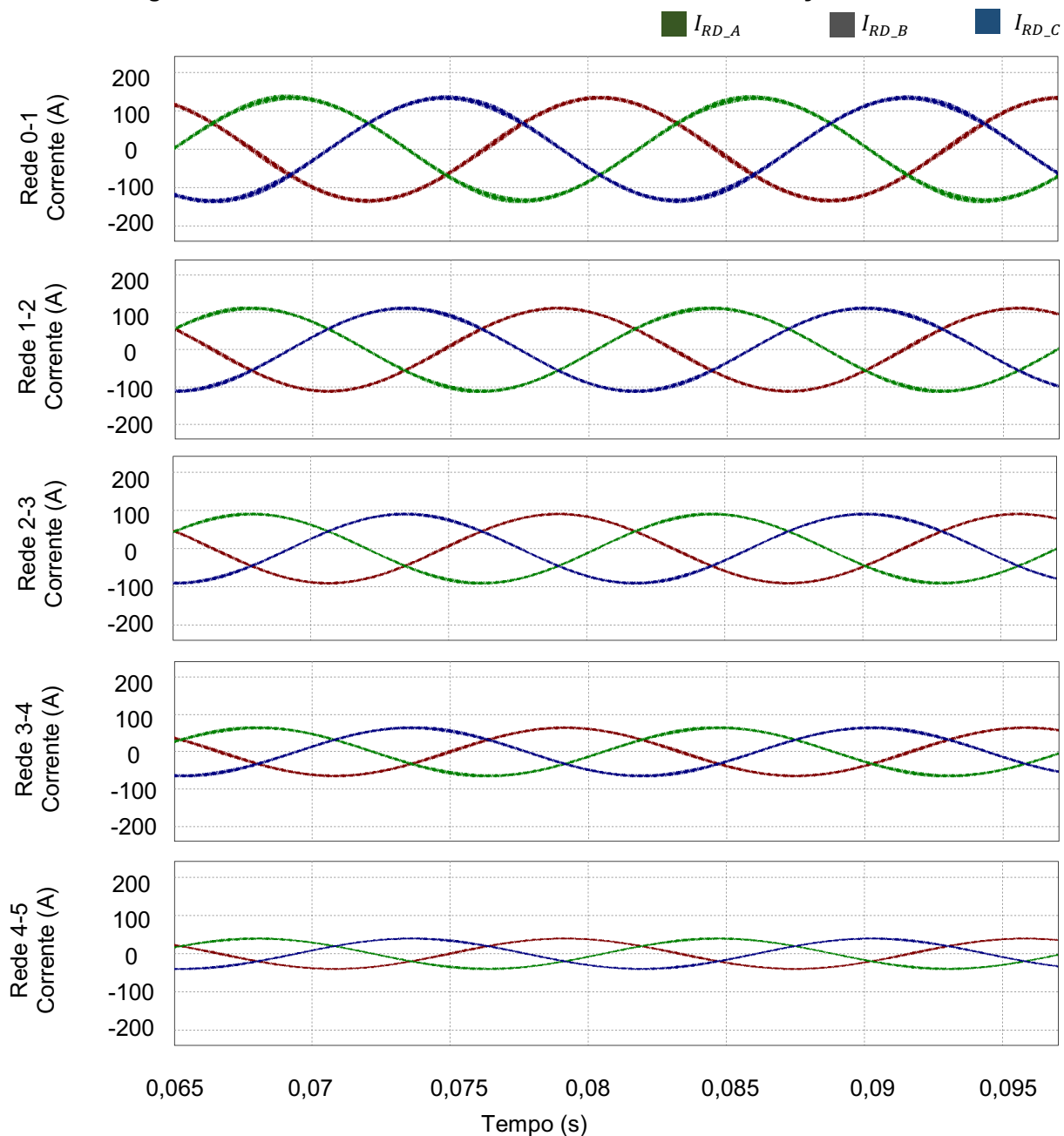
Tabela 36 – Resultados obtidos da tensão de fase da carga às 12:15

Barra	$V_A (V_{rms})$	$V_B (V_{rms})$	$V_C (V_{rms})$	$DHT_{V_A} (\%)$	$DHT_{V_B} (\%)$	$DHT_{V_C} (\%)$
1	125,4826	129,5636	128,9789	7,3777	7,3780	7,3782
2	126,6791	130,7915	130,1777	9,7375	9,7379	9,7381
3	127,5172	131,6598	131,0232	10,2924	10,2929	10,2931
4	128,3292	132,5132	131,8495	9,7219	9,7224	9,7225
5	129,0080	133,2126	132,5330	10,7135	10,7141	10,7142

Fonte: Simulação software PSIM



Figura 51 – Forma de onda das correntes na rede de distribuição às 12:15



Fonte: Simulação software PSIM

Tabela 37 – Resultados obtidos da corrente na rede às 12:15

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	94,7176	96,0300	92,7797	4,2222	4,2225	4,2222
1-2	78,7391	80,0233	77,3045	3,7086	3,7089	3,7086
2-3	63,7845	64,9408	62,7377	3,4589	3,4592	3,4590
3-4	45,4053	46,3993	44,8530	5,1573	5,1577	5,1574
4-5	27,8820	28,4919	27,5424	5,0817	5,0821	5,0818

Fonte: Simulação software PSIM

### 5.3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS DE CASOS COM INVERSORES APRESENTANDO FILTROS DE MELHOR ATENUAÇÃO DE HARMÔNICOS

As simulações executadas até aqui consideraram a distorção harmônica total da corrente gerada pelo inversor em torno de 4,35%, próximo ao valor limite de referência de 5,0%. Portanto assim, obteve-se situações em que os harmônicos impactaram as formas de onda de tensão e corrente da rede de distribuição, o que causa aumento das perdas de energia e danifica os componentes e os isolamentos dos equipamentos do sistema.

Nesta seção, será usado um inversor projetado com um filtro melhor, que forneça uma corrente nominal com  $DHT_i$  igual a 0,50%, o que representa a maioria dos inversores comerciais.

Os casos 4, 9 e 15, analisados na seção 5.1, e os casos para geração fotovoltaica às 09:15 da manhã, analisado na seção 5.2, obtiveram uma das piores taxas de distorção harmônica total. Por isso, serão simulados novamente com inversores apresentando filtros de melhor atenuação de harmônicos.

#### 5.3.1 Simulação do caso 4 para os inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50%

O caso 4 para os inversores com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50% apresenta os valores obtidos pela simulação no Apêndice E. A potência de geração é igual a 0,25 pu e o consumo é nulo para todos os barramentos. Considerando a potência nominal de geração de 15 kW e a tensão nominal das cargas de 127 V, a amplitude da corrente gerada é igual a 13,92 A.

As taxas de  $DHT$  das correntes geradas são de 2,02%. Pelo fato das unidades consumidoras não apresentarem consumo, as taxas de  $DHT$  das correntes da rede de distribuição são iguais aos das correntes geradas.

As tensões de fase apresentavam elevados valores para os barramentos mais distantes, na simulação com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 4,35%. No entanto, o uso do filtro de melhor atenuação de harmônicos, não permitiu que a tensão de fase chegasse em estado crítico de qualidade de energia. Portanto, as taxas de  $DHT$  das tensões de fase obtidas nessa simulação estão abaixo do limite de 10,0% estabelecido pelo módulo 8, do PRODIST.

### 5.3.2 Simulação do caso 9 para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50%

O caso 9 para os inversores com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50% apresenta os valores obtidos pela simulação no Apêndice E. A potência de geração é igual a 0,50 pu e a potência de consumo é igual a 0,50 pu para todos os barramentos.

Considerando a potência nominal de geração de 15 kW e a tensão nominal das cargas de 127 V, a amplitude da corrente gerada é igual a 27,84 A. Levando em conta que a potência aparente nominal de consumo é igual a 15kVA com fator de potência unitário, as cargas das unidades consumidoras são determinadas com resistência igual a 6,4516  $\Omega$  e reatância igual a zero.

As taxas de  $DHT$  das correntes da rede são extremamente elevadas. Dado que toda corrente gerada é consumida, e apenas os harmônicos gerados pelos inversores são injetados na rede de distribuição. Portanto, mesmo diminuindo a distorção harmônica total das correntes geradas, as correntes da rede continuam sendo impactadas por grandes quantidades de harmônicos.

As taxas de  $DHT$  das correntes de geração são iguais a 1,01%. Portanto, o uso do filtro de melhor atenuação de harmônicos, possibilitou menores valores de  $DHT_v$  para as tensões de fase.

### 5.3.3 Simulação do caso 15 para inversores com geração de corrente nominal de $THD_i$ igual a 0,50%

O caso 15 para os inversores com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50% apresenta os valores obtidos pela simulação no Apêndice E. A potência de geração é igual a 0,75 pu e a potência de consumo é igual a 0,5 pu para todos os barramentos.

Considerando a potência nominal de geração de 15 kW e a tensão nominal das cargas de 127 V, a amplitude da corrente gerada é igual a 41,76 A. Levando em conta que a potência aparente nominal de consumo é igual a 15kVA com fator de potência 0,98 indutivo, a carga das unidades consumidoras é determinada com resistência igual a 6,3226  $\Omega$  e indutância igual a 3,4055 mH.

As taxas de *DHT* das correntes geradas são de 0,67%. Porém a corrente da rede apresenta maior conteúdo harmônico, justamente, porque boa parte da corrente gerada é consumida.

As tensões de fase apresentavam elevados valores para os barramentos mais distantes, na simulação com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 4,35%, por conta das cargas com características indutivas apresentarem aumento das reatâncias com base nas frequências harmônicas. No entanto, o uso do filtro de melhor atenuação de harmônicos, não permitiu que a tensão de fase chegasse em estado crítico de qualidade de energia. Contudo, as taxas de *DHT* das tensões de fase obtidas nessa simulação estão abaixo do limite de 10,0% estabelecido pelo módulo 8, do PRODIST.

#### 5.3.4 Simulação para inversores com geração de corrente nominal de $DHT_i$ igual a 0,50% às 09:15 da manhã

As características da rede são consideradas as mesmas da Tabela 22, porém com base na potência gerada de 0,5 pu pela fonte fotovoltaica e na demanda residencial de 0,46 pu às 09:15, da Figura 41. As características das cargas e das correntes injetadas são definidas na Tabela 26.

Considerando as taxas de *DHT* das correntes nominais geradas iguais a 0,50%, foram obtidas as formas de onda da tensão de fase e da corrente da rede, respectivamente, nas Figuras 52 e 53. Os valores eficazes da tensão e da corrente, junto com suas taxas de distorção harmônica total são demonstrados, respectivamente, nas Tabelas 38 e 39.

As taxas de *DHT* das correntes geradas são iguais a 1,01%. Portanto, o uso do filtro de melhor atenuação de harmônicos diminuiu os valores de  $THD_v$  para as tensões de fase. As taxas de *DHT* das correntes das redes de distribuição apresentavam valores altos na simulação com geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 4,35%, porque a corrente injetada na rede era muito baixa, proporcionando uma elevação de harmônicos na rede de distribuição. No entanto, com a diminuição da distorção harmônica das correntes geradas, é possível obter correntes nas redes de distribuição com quantidades de harmônicos toleráveis.

Figura 52 – Forma de onda das tensões de fase nos barramentos às 09:15 da manhã para geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50%

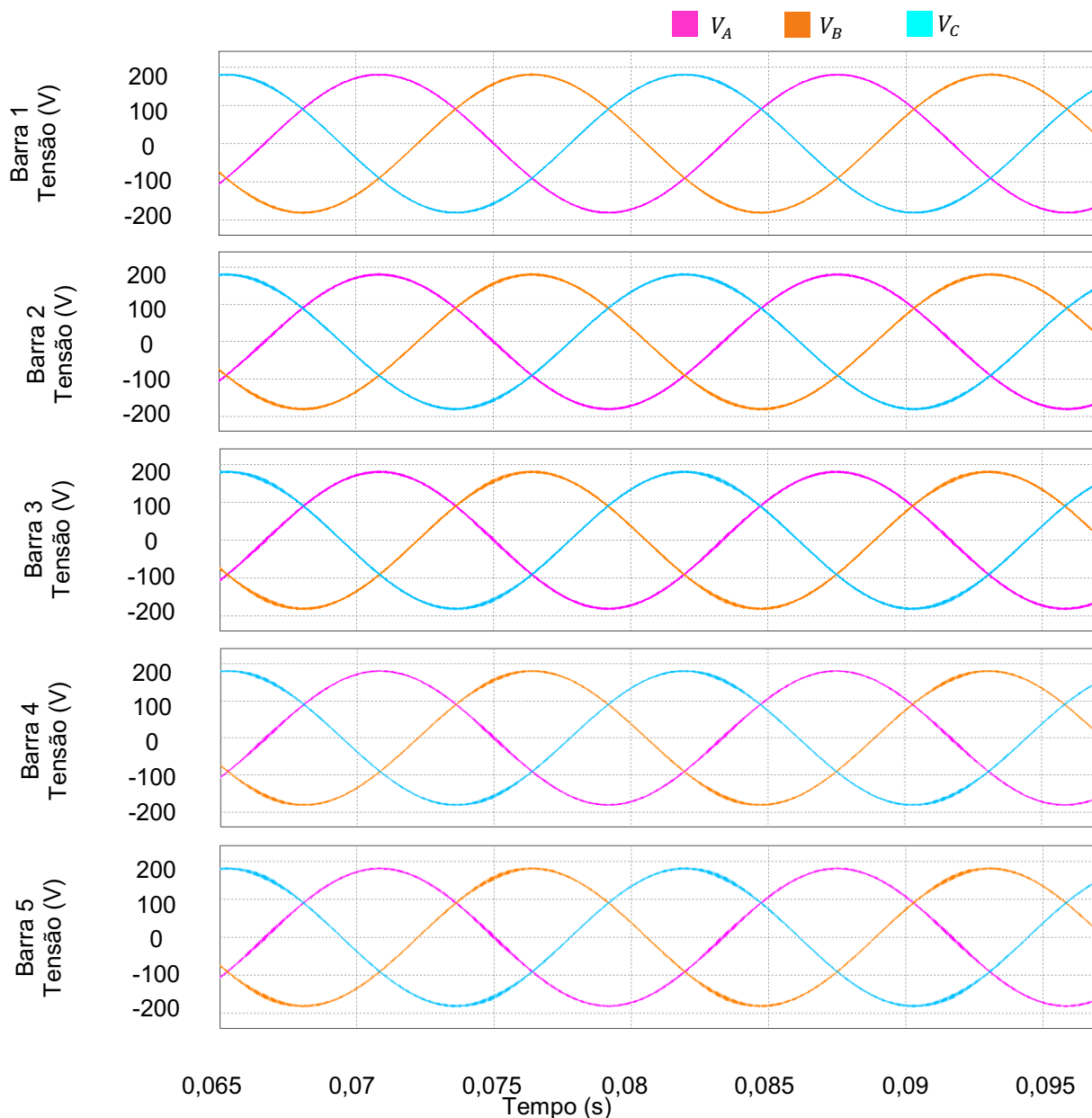
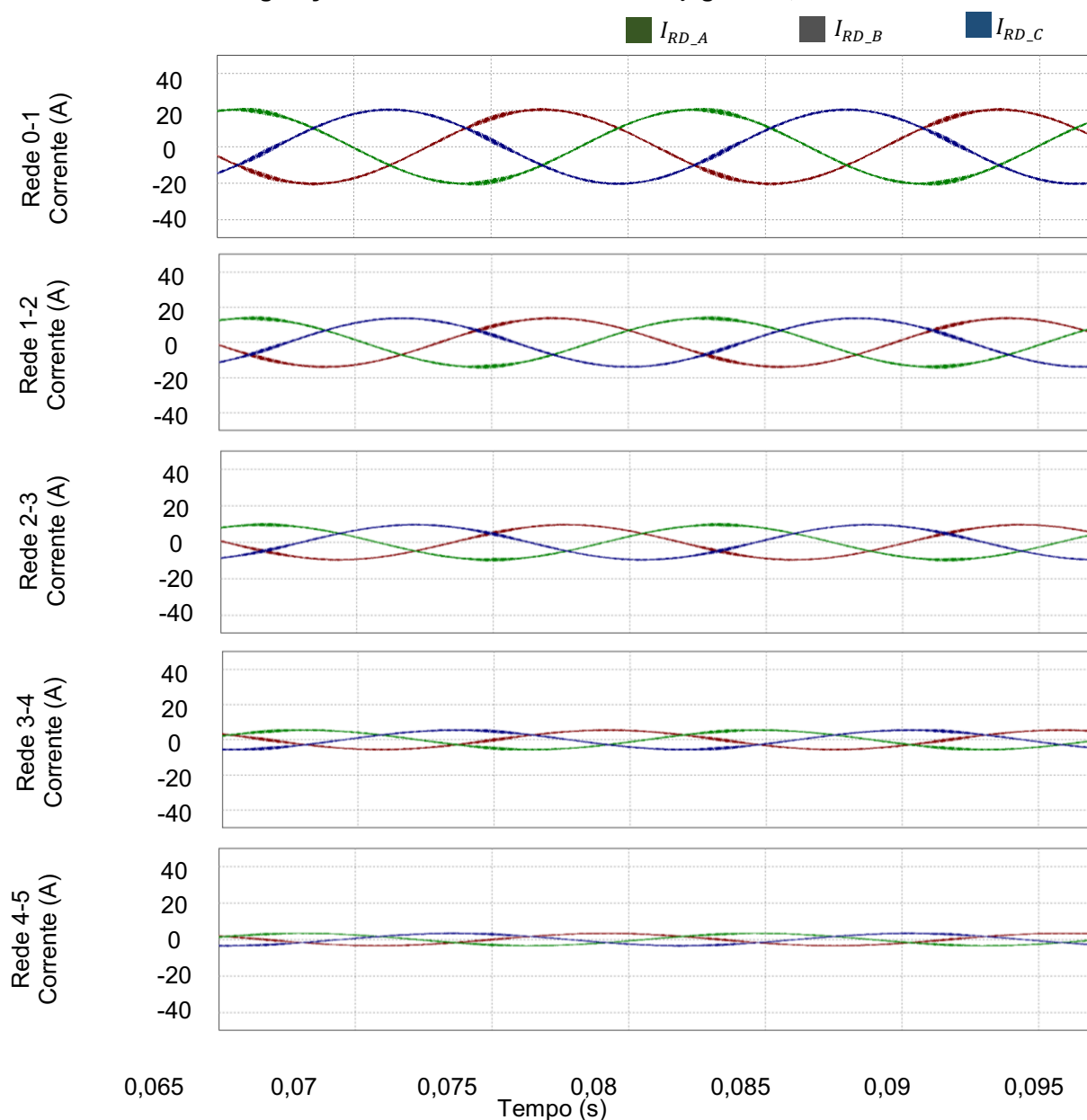


Tabela 38 – Tensão de fase para geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50% às 09:15

Barra	$V_A (V_{rms})$	$V_B (V_{rms})$	$V_C (V_{rms})$	$DHT_{V_A} (\%)$	$DHT_{V_B} (\%)$	$DHT_{V_C} (\%)$
1	126,8060	129,6559	125,3425	1,0600	1,0601	1,0600
2	126,8872	129,7333	125,4162	1,3939	1,3940	1,3939
3	126,9522	129,7964	125,4763	1,4512	1,4513	1,4512
4	127,0281	129,8727	125,5493	1,3010	1,3012	1,3010
5	127,0790	129,9238	125,5983	1,4517	1,4518	1,4517

Fonte: Simulação software PSIM

**Figura 53 – Formas de onda das correntes das redes de distribuição às 09:15 da manhã para geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50%**



Fonte: Simulação software PSIM

**Tabela 39 – Corrente da rede para geração de corrente nominal de  $DHT_i$  igual a 0,50% às 09:15**

Rede	$I_{RD\_A}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_B}$ ( $A_{rms}$ )	$I_{RD\_C}$ ( $A_{rms}$ )	$DHT_{I_{RD\_A}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_B}}$ (%)	$DHT_{I_{RD\_C}}$ (%)
0-1	14,6661	14,2420	14,2353	3,4608	3,4607	3,4606
1-2	9,9449	9,7188	9,6170	3,8387	3,8387	3,8385
2-3	6,9209	6,8298	6,6874	4,2430	4,2430	4,2427
3-4	3,8985	3,9863	3,8546	7,2951	7,2957	7,2952
4-5	2,3940	2,4479	2,3671	7,4118	7,4123	7,4119

Fonte: Simulação software PSIM

## 6. CONCLUSÃO

Nos últimos anos a geração distribuída fotovoltaica vem sendo adepta por diversos consumidores, visto suas vantagens na economia de energia elétrica. Portanto, muitas unidades consumidoras buscam projetos de instalação de módulos fotovoltaicos e inversores em suas residências.

Com base neste trabalho, os inversores projetados fornecem valores de  $DHT_i$  próximo do estabelecido por norma. De modo geral, os filtros são projetados com capacidade de maior atenuação dos harmônicos para os casos reais. Porém na prática, as correntes geradas pelos inversores podem atingir o mesmo conteúdo harmônico visto nas simulações. Por isso é aconselhável o estudo de potência e o dimensionamento correto do projeto.

Mesmo a corrente de saída apresentando conteúdo harmônico abaixo do valor estabelecido pela norma IEEE 519-2014 de 5%, nos períodos de baixa irradiância solar a proporção de harmônicos aumenta. E são principalmente nesses casos que o inversor fotovoltaico pode trazer consequências desagradáveis para a unidade consumidora, como queda do fator de potência e aquecimento dos equipamentos elétricos.

O crescimento da implementação de geração fotovoltaica em residências pode provocar a formação do cenário presente neste trabalho da rede de distribuição secundária. De maneira considerável, isso implica no aumento da penetração de correntes geradas por inversores fotovoltaicas na rede de distribuição. Portanto, as distorções harmônicas geradas pelos inversores podem afetar a rede de distribuição.

Considerando os casos simulados, as cargas com características indutivas contribuíram para o aumento de harmônicos na rede de distribuição, visto o aumento da reatância da carga com base nas altas frequências harmônicas. Nos períodos de menor irradiância solar, que são o início da manhã e o final da tarde, os inversores forneceram correntes com maior conteúdo harmônico, influenciando no aumento de harmônicos na rede de distribuição e nos barramentos.

Em decorrência das frequências harmônicas, as reatâncias indutivas dos cabos contribuem para o aumento do conteúdo harmônico na rede de distribuição. Ao analisar a tensão de fase nos barramentos e a corrente da rede de distribuição, as maiores distorções harmônicas foram consideradas para as maiores distâncias

estabelecidas entre os barramentos, justamente por causa das redes apresentarem maiores reatâncias indutivas.

As tensões nos barramentos apresentam aumento de distorção harmônica para os pontos de acoplamento da carga mais distantes da fonte de tensão. Portanto  $DHT_v$  aumenta para redes “fracas”. Em contrapartida, as correntes da rede de distribuição apresentam aumento de distorção harmônica quanto mais próxima da fonte de tensão. Por isso  $DHT_i$  aumenta para redes “fortes”.

As cargas com características resistivas não apresentam reatância, portanto não provocaram elevação das distorções harmônicas. Porém as reatâncias indutivas dos cabos da rede de distribuição causaram o aumento do conteúdo harmônico na rede.

As cargas com características capacitivas provocaram uma diminuição dos harmônicos para a rede de distribuição. Em virtude de a reatância capacitiva diminuir com base nas frequências harmônicas, os capacitores funcionaram com receptores dos harmônicos, fornecendo caminhos de baixa impedância. As tensões de fase dos barramentos mais distantes da fonte de tensão apresentaram uma diminuição de  $THD_v$  em relação aos barramentos mais próximos.

## 6.1 SUGESTÃO PARA FUTUROS TRABALHOS

A sugestão para futuros trabalhos é a implementação de banco de capacitores à rede de distribuição para analisar a possibilidade dos efeitos de ressonância nas taxas de distorção harmônica total. Além disso, para trabalhos futuros podem considerar o uso de cargas não-lineares para análise de distorção harmônica na rede de distribuição, dado que as cargas não-lineares influenciam na geração de harmônicos. Por fim, a última sugestão é analisar a distorção harmônica para uma rede de distribuição monofásica.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº432/2011 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** 05 de abril de 2011.

ANEEL. **Resolução Normativa nº687/2012 – Condições Gerais Para Acesso a Geração Micro ou Mini Distribuída.** 24 de novembro de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa nº956/2011 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** 7 de dezembro de 2021.

ALEX-SANDER, A. L.; BRAZ, J. Cardoso Filho. **Análise de filtros passivos para retificadores de três níveis e alta potência.** In: VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais. [S.l.: s.n.], 2008.

BACON, et al. **Análise Comparativa das Técnicas SPWM e SVM Aplicadas a um Inversor de Tensão Trifásico.** Portal de Periódicos Científicos da Kroton, 2011. Disponível em: <<https://seer.pgsskroton.com/index.php/exatas/article/view/508>>. Acesso em: 25 mai. 2021

BONATTO, B.; MERTEUS, E.; FERNANDES, F. **Diagnóstico da Qualidade de Energia Elétrica em Clientes Industriais.** Anais III SBQEE - Seminário Brasileiro sobre a Qualidade de Energia Elétrica, Brasília, 1999.

CASTRO, Felipe Carvalho. **Distorção Harmônica de Corrente Produzida por Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2019. 128 f.

CHA, Hanju; VU, Trung-Kien. **Comparative analysis of low-pass output filter for singlephase grid-connected photovoltaic inverter.** In: Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1659–1665. ISSN 1048-2334.

COPEL. **NTC 841200 - PROJETO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA ISOLADA.** 04 de outubro de 2015.

COPEL. **NTC 910020 - TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO Aplicação em Instalações de Unidades Consumidoras.** 29 de julho de 2020.

DECKMANN, Sigmar Maurer; POMILIO, José Antenor. **Avaliação da qualidade da energia elétrica, IT-012.** Campinas: UNICAMP/FEEC/DSE, 2012. Disponível: <<https://www.fee.unicamp.br/dse/antenor/it012>>. Acesso em: 25 mai 2022.

FORTES, R. R. A. **Distorções Harmônicas Produzidas por Inversores de Geração Distribuída Fotovoltaica em Condição de Ressonância Paralela**. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, UNESP, Ilha Solteira, São Paulo, 2016.

FRIGO, M. M. **Impactos da Microgeração de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2013.

GABE, I.; MONTAGNER, V.; PINHEIRO, H. **Design and implementation of a robust current controller for vsi connected to the grid through an lcl filter**. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 24, n. 6, p. 1444–1452, 2009. ISSN 0885-8993.

GRUPO DE ELETRÔNICA DE POTÊNCIA DA UFMG. **Parte V: Visão geral sobre inversores**. UFMG. 2019

IEA-PVPS – International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. **Risk analysis of islanding of photovoltaic power system within low voltage distribution networks**. Task V – Report IES PVPS T5-08: 2002. Disponível em: <[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)>. Acesso em: 25 mai. 2022.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Std 519 - **Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. 2014.

KANIESKI, J. M. **MODELAGEM E CONTROLE LQR APLICADO A UM CONDICIONADOR DE ENERGIA**. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, 2011.

MARANGONI, Filipe. **Inversores Monofásicos para conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2012.

MASSING, J. et al. **Adaptive current control for grid-connected converters with lcl filter**. Industrial Electronics, IEEE Transactions on, v. 59, n. 12, p. 4681–4693, 2012. ISSN 0278-0046.

MEDEIROS, C. **Curto-Circuitos Trifásico no Sistema Elétrico**. PUC Goiás. 32p. 2017. Disponível em: <[http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/18795/material/05\)SistEletricosCap05-CurtoTrif.pdf](http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/18795/material/05)SistEletricosCap05-CurtoTrif.pdf)>. Acesso em: 25 mai. 2022.

NARDI, Cleidimar. **DIMENSIONAMENTO DE FILTROS PASSIVOS PARA CONVERSORES ESTÁTICOS DE ENERGIA**. 162 f. Dissertação – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. 809 p.

PARKER, S.; MCGRATH, B.; HOLMES, D. **Regions of active damping control for lcl filters**. Industry Applications, IEEE Transactions on, v. 50, n. 1, p. 424–432, Jan 2014. ISSN 0093- 9994.

PAUKNER, Fillipe Lucchin. **Comparação do Controle do Inversor Trifásico Conectado à Rede com Filtro LCL Considerando o Amortecimento Passivo e Ativo**. 2016. 89 f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, 2016.

RASHID, M. H. **Power Electronics Handbook**. 3rd Edition. Burlington – MA, USA. Elsevier Inc. 2011. 1409 p.

SANTOS, C. H. G. dos et al. **Fourier-based PLL applied for selective harmonic estimation in electric power systems**. Journal of Power Electronics, v. 13, p. 884-895, 2013. Disponível em: <<http://koreascience.or.kr/article/JAKO201329063579229.page>>. Acesso em: 25 mai. 2022.

SCHLABBACH, Jurgen; CHICCO, Gianfranco; SPERTINO, Filippo. **Characterisation and Assessment of the Harmonic Emission of Grid-Connected Photovoltaic Systems**. Russia: 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg 2005. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4524744>>. Acesso em: 25 mai. 2022.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.161p.

TAVEIRA, et. al. **A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prosumidoras: uma avaliação técnica e financeira**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar- 2020. Disponível em: < <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/issue/view/2>>. Acesso em: 25 mai. 2022.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [S.l.]: Jhon Wiley & Sons, 2011.

TWINING, E.; HOLMES, D. **Grid current regulation of a three-phase voltage source inverter with an lcl input filter**. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 18, n. 3, p. 888–895, 2003. ISSN 0885-8993.

WANG, X. et al. **Full feedforward of grid voltage for grid-connected inverter with lcl filter to suppress current distortion due to grid voltage harmonics**. Power Electronics, IEEE Transactions on, v. 25, n. 12, p. 3119–3127, 2010. ISSN 0885-8993.

## APÊNDICE A – CASOS PARA CONSUMO NULO

Neste Apêndice são obtidos os resultados das simulações dos casos do sistema de rede de distribuição da Figura 40, com geração fotovoltaica e consumo das unidades consumidoras igual a zero.

A grandezas analisadas para cada caso são as correntes das redes de distribuição e as tensões de fase dos barramentos. De acordo com os resultados obtidos pelo *software* PSIM, as tabelas 40, 41, 42 e 43 fornecem os valores eficazes de tensão e corrente e suas taxas de *DHT*.

As Tabelas 40, 41, 42 e 43 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu, com variação da distância entre os barramentos, representando, respectivamente os casos 1, 2, 3 e 4.

Tabela 40 – Caso 1

Caso 1											
Geração: 100%; $I_{inv,p} = 55,68$											
Carga: 0% ; $R_{carga} = 1M\Omega$ ; $L_{carga} = 0H$											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	196,3388	4,3501	157,0744	4,3501	117,8077	4,3501	78,5393	4,3501	39,2699	4,3501
	B	200,7075	4,3505	160,5650	4,3505	120,4232	4,3505	80,2818	4,3505	40,1408	4,3505
	C	194,0290	4,3502	155,2211	4,3502	116,4146	4,3502	77,6092	4,3502	38,8044	4,3502
25 metros	A	196,3828	4,3501	157,1147	4,3501	117,8408	4,3501	78,5627	4,3501	39,2820	4,3501
	B	200,6916	4,3505	160,5510	4,3505	120,4118	4,3505	80,2738	4,3505	40,1367	4,3505
	C	193,9986	4,3502	155,1941	4,3502	116,3927	4,3501	77,5938	4,3501	38,7965	4,3501
40 metros	A	196,4263	4,3502	157,1548	4,3501	117,8737	4,3501	78,5860	4,3501	39,2940	4,3501
	B	200,6748	4,3505	160,5365	4,3505	120,4002	4,3505	80,2657	4,3505	40,1325	4,3505
	C	193,9677	4,3502	155,1671	4,3502	116,3710	4,3501	77,5786	4,3501	38,7887	4,3501
50 metros	A	196,4550	4,3502	157,1816	4,3502	117,8957	4,3501	78,6014	4,3501	39,3020	4,3501
	B	200,6631	4,3505	160,5267	4,3505	120,3924	4,3505	80,2602	4,3505	40,1297	4,3505
	C	193,9468	4,3502	155,1491	4,3502	116,3567	4,3501	77,5686	4,3501	38,7835	4,3501
60 metros	A	196,4836	4,3502	157,2082	4,3502	117,9176	4,3501	78,6168	4,3501	39,3099	4,3501
	B	200,6511	4,3506	160,5166	4,3505	120,3844	4,3505	80,2546	4,3505	40,1268	4,3505
	C	193,9257	4,3503	155,1311	4,3502	116,3425	4,3502	77,5587	4,3501	38,7785	4,3501
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,8236	2,5284	128,7003	4,5120	129,3915	5,9871	129,8681	6,9641	130,1111	7,4505
	B	130,6887	2,5286	131,5718	4,5123	132,2671	5,9874	132,7460	6,9645	132,9901	7,4509
	C	126,3431	2,5284	127,2020	4,5121	127,8801	5,9871	128,3482	6,9641	128,5870	7,4505
25 metros	A	129,5070	6,2351	132,0260	11,0542	134,1105	14,5768	135,5889	16,8823	136,3539	18,0225
	B	132,3824	6,2354	134,9097	11,0547	136,9963	14,5774	138,4743	16,8830	139,2386	18,0232
	C	127,9927	6,2351	130,4702	11,0540	132,5260	14,5764	133,9863	16,8818	134,7426	18,0219
40 metros	A	131,3637	9,8631	135,8856	17,3402	139,7372	22,7238	142,5065	26,2112	143,9483	27,9255
	B	134,2447	9,8636	138,7686	17,3409	142,6128	22,7246	145,3737	26,2120	146,8103	27,9263
	C	129,8166	9,8630	134,2772	17,3397	138,0884	22,7228	140,8333	26,2099	142,2636	27,9240
50 metros	A	132,6942	12,2382	138,7335	21,3968	143,9408	27,9279	147,7017	32,1309	149,6624	34,1889
	B	135,5764	12,2388	141,6098	21,3976	146,8004	27,9287	150,5456	32,1316	152,4975	34,1896
	C	131,1259	12,2380	137,0925	21,3960	142,2536	27,9264	145,9871	32,1288	147,9351	34,1865
60 metros	A	134,0960	14,5781	141,7854	25,3493	148,4700	32,9587	153,3074	37,8244	155,8300	40,1981
	B	136,9776	14,5787	144,6506	25,3501	151,3077	32,9595	156,1216	37,8250	158,6312	40,1986
	C	132,5069	14,5777	140,1135	25,3481	146,7473	32,9565	151,5552	37,8215	154,0641	40,1947

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 41 – Caso 2

Caso 2											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: 0% ; $R_{carga} = 1M\Omega$ ; $L_{carga} = 0H$											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	147,3593	5,8002	117,8893	5,8002	88,4180	5,8002	58,9459	5,8002	29,4731	5,8002
	B	150,6400	5,8006	120,5114	5,8006	90,3832	5,8006	60,2553	5,8006	30,1276	5,8006
	C	145,6352	5,8002	116,5070	5,8002	87,3795	5,8002	58,2527	5,8002	29,1263	5,8002
25 metros	A	147,3841	5,8002	117,9120	5,8002	88,4367	5,8002	58,9590	5,8002	29,4799	5,8002
	B	150,6312	5,8006	120,5036	5,8006	90,3769	5,8006	60,2509	5,8006	30,1253	5,8006
	C	145,6182	5,8002	116,4918	5,8002	87,3672	5,8002	58,2440	5,8002	29,1218	5,8002
40 metros	A	147,4087	5,8002	117,9346	5,8002	88,4552	5,8002	58,9721	5,8002	29,4866	5,8002
	B	150,6220	5,8006	120,4956	5,8006	90,3705	5,8006	60,2463	5,8006	30,1230	5,8006
	C	145,6010	5,8002	116,4766	5,8002	87,3549	5,8002	58,2354	5,8002	29,1173	5,8002
50 metros	A	147,4249	5,8002	117,9496	5,8002	88,4676	5,8002	58,9808	5,8002	29,4911	5,8002
	B	150,6157	5,8007	120,4902	5,8006	90,3661	5,8006	60,2433	5,8006	30,1214	5,8006
	C	145,5894	5,8003	116,4665	5,8002	87,3468	5,8002	58,2297	5,8002	29,1144	5,8002
60 metros	A	147,4411	5,8003	117,9647	5,8002	88,4799	5,8002	58,9895	5,8002	29,4956	5,8002
	B	150,6092	5,8007	120,4847	5,8006	90,3617	5,8006	60,2402	5,8006	30,1198	5,8006
	C	145,5777	5,8003	116,4564	5,8002	87,3387	5,8002	58,2241	5,8002	29,1115	5,8002
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,5782	2,5332	128,2588	4,5275	128,8031	6,0143	129,1820	7,0009	129,3762	7,4927
	B	130,4407	2,5334	131,1258	4,5277	131,6728	6,0146	132,0530	7,0013	132,2478	7,4931
	C	126,1042	2,5332	126,7722	4,5275	127,3075	6,0143	127,6806	7,0009	127,8719	7,4926
25 metros	A	128,8954	6,2645	130,9291	11,1471	132,6541	14,7388	133,8955	17,1000	134,5428	18,2709
	B	131,7649	6,2649	133,8022	11,1476	135,5257	14,7394	136,7642	17,1007	137,4096	18,2716
	C	127,3978	6,2645	129,4035	11,1469	131,1099	14,7384	132,3399	17,0995	132,9819	18,2703
40 metros	A	130,3894	9,9368	134,1482	17,5695	137,4439	23,1194	139,8523	26,7393	141,1166	28,5258
	B	133,2615	9,9373	137,0149	17,5703	140,2974	23,1202	142,6932	26,7401	143,9503	28,5266
	C	128,8697	9,9367	132,5891	17,5690	135,8610	23,1184	138,2558	26,7379	139,5141	28,5242
50 metros	A	131,4807	12,3517	136,5803	21,7467	141,1125	28,5274	144,4400	32,9274	146,1893	35,0923
	B	134,3523	12,3523	139,4367	21,7475	143,9449	28,5282	147,2514	32,9281	148,9891	35,0930
	C	129,9472	12,3515	135,0018	21,7458	139,5086	28,5258	142,8225	32,9252	144,5659	35,0898
60 metros	A	132,6459	14,7392	139,2268	25,8414	145,1273	33,7962	149,4673	38,9322	151,7489	41,4519
	B	135,5151	14,7399	142,0687	25,8422	147,9326	33,7969	152,2426	38,9328	154,5079	41,4524
	C	131,0991	14,7389	137,6310	25,8401	143,5057	33,7939	147,8328	38,9291	150,1091	41,4484

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 42 – Caso 3

Caso 3											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: 0% ; $R_{carga} = 1M\Omega$ ; $L_{carga} = 0H$											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	98,4459	8,7003	78,7576	8,7003	59,0687	8,7003	39,3793	8,7003	19,6897	8,7003
	B	100,6322	8,7009	80,5055	8,7009	60,3790	8,7009	40,2526	8,7009	20,1263	8,7009
	C	97,3021	8,7003	77,8411	8,7003	58,3806	8,7003	38,9202	8,7003	19,4601	8,7003
25 metros	A	98,4570	8,7003	78,7676	8,7003	59,0769	8,7003	39,3852	8,7003	19,6927	8,7003
	B	100,6284	8,7009	80,5021	8,7009	60,3762	8,7009	40,2506	8,7009	20,1253	8,7009
	C	97,2946	8,7003	77,8344	8,7003	58,3750	8,7003	38,9163	8,7003	19,4581	8,7003
40 metros	A	98,4679	8,7003	78,7777	8,7003	59,0852	8,7003	39,391	8,7003	19,6958	8,7003
	B	100,6245	8,7009	80,4986	8,7009	60,3734	8,7009	40,2486	8,7009	20,1242	8,7009
	C	97,2870	8,7003	77,8276	8,7003	58,3696	8,7003	38,9125	8,7003	19,4561	8,7003
50 metros	A	98,4752	8,7003	78,7844	8,7003	59,0906	8,7003	39,3949	8,7003	19,6978	8,7003
	B	100,6218	8,7009	80,4963	8,7009	60,3715	8,7009	40,2473	8,7009	20,1235	8,7009
	C	97,2819	8,7003	77,8231	8,7003	58,3659	8,7003	38,9099	8,7003	19,4548	8,7003
60 metros	A	98,4824	8,7003	78,7910	8,7003	59,0961	8,7003	39,3987	8,7003	19,6997	8,7003
	B	100,6190	8,7009	80,4939	8,7009	60,3696	8,7009	40,2460	8,7009	20,1228	8,7009
	C	97,2768	8,7004	77,8186	8,7003	58,3623	8,7003	38,9074	8,7003	19,4535	8,7003
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,3327	2,5381	127,8171	4,5430	128,2147	6,0417	128,4959	7,0382	128,6413	7,5353
	B	130,1927	2,5382	130,6797	4,5433	131,0783	6,0421	131,3599	7,0386	131,5054	7,5358
	C	125,8653	2,5381	126,3424	4,5430	126,7347	6,0417	127,0127	7,0381	127,1566	7,5353
25 metros	A	128,2833	6,2942	129,8318	11,2416	131,1974	14,9045	132,2021	17,3236	132,7321	18,5264
	B	131,1468	6,2946	132,6939	11,2422	134,0543	14,9052	135,0536	17,3243	135,5803	18,5271
	C	126,8023	6,2942	128,3361	11,2414	129,6931	14,9042	130,6931	17,3231	131,2210	18,5258
40 metros	A	129,4141	10,0117	132,4100	17,8053	135,1512	23,5295	137,2003	27,2895	138,2884	29,1529
	B	132,2769	10,0122	135,2597	17,8060	137,9813	23,5303	140,0134	27,2903	141,0919	29,1537
	C	127,9214	10,0116	130,8996	17,8047	133,6330	23,5285	135,6792	27,2881	136,7666	29,1513
50 metros	A	130,2657	12,4676	134,4264	22,1087	138,2867	29,1540	141,1843	33,7653	142,7245	36,0458
	B	133,1259	12,4682	137,2617	22,1095	141,0896	29,1548	143,9605	33,7660	145,4861	36,0464
	C	128,7662	12,4674	132,9092	22,1078	136,7643	29,1523	139,6617	33,7630	141,2027	36,0432
60 metros	A	131,1937	14,9044	136,6682	26,3538	141,7903	34,6787	145,6393	40,1085	147,6842	42,7882
	B	134,0495	14,9051	139,4847	26,3546	144,5600	34,6794	148,3718	40,1090	150,3966	42,7886
	C	129,6882	14,9041	135,1465	26,3525	140,2672	34,6763	144,1194	40,1052	146,1668	42,7845

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 43 – Caso 4

Caso 4											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: 0% ; $R_{carga} = 1M\Omega$ ; $L_{carga} = 0H$											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	49,7831	17,4007	39,8267	17,4007	29,8701	17,4007	19,9135	17,4007	9,9568	17,4007
	B	50,8648	17,4018	40,6918	17,4018	30,5188	17,4018	20,3458	17,4018	10,1729	17,4018
	C	49,2162	17,4007	39,3728	17,4007	29,5295	17,4007	19,6863	17,4007	9,8431	17,4007
25 metros	A	49,7859	17,4007	39,8292	17,4007	29,8722	17,4007	19,9149	17,4007	9,9575	17,4007
	B	50,8639	17,4018	40,6910	17,4018	30,5181	17,4018	20,3454	17,4018	10,1727	17,4018
	C	49,2143	17,4007	39,3711	17,4007	29,5282	17,4007	19,6853	17,4007	9,8426	17,4007
40 metros	A	49,7886	17,4007	39,8317	17,4007	29,8742	17,4007	19,9164	17,4007	9,9582	17,4007
	B	50,8629	17,4018	40,6901	17,4018	30,5174	17,4018	20,3449	17,4018	10,1724	17,4018
	C	49,2125	17,4007	39,3695	17,4007	29,5268	17,4007	19,6844	17,4007	9,8421	17,4007
50 metros	A	49,7904	17,4007	39,8333	17,4007	29,8756	17,4007	19,9173	17,4007	9,9587	17,4007
	B	50,8623	17,4018	40,6895	17,4018	30,5170	17,4018	20,3446	17,4018	10,1723	17,4018
	C	49,2112	17,4007	39,3683	17,4007	29,5259	17,4007	19,6837	17,4007	9,8418	17,4007
60 metros	A	49,7922	17,4007	39,8350	17,4007	29,8769	17,4007	19,9183	17,4007	9,9592	17,4007
	B	50,8617	17,4018	40,6890	17,4018	30,5165	17,4018	20,3442	17,4018	10,1721	17,4018
	C	49,2100	17,4007	39,3672	17,4007	29,5250	17,4007	19,6831	17,4007	9,8415	17,4007
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0871	2,5429	127,3754	4,5587	127,6261	6,0695	127,8097	7,0758	127,9064	7,5785
	B	129,9446	2,5431	130,2333	4,5589	130,4836	6,0698	130,6665	7,0762	130,7628	7,5789
	C	125,6262	2,5429	125,9123	4,5587	126,1618	6,0694	126,3447	7,0758	126,4411	7,5785
25 metros	A	127,6709	6,3243	128,7340	11,3378	129,7405	15,0742	130,5089	17,5532	130,9218	18,7892
	B	130,5282	6,3246	131,5848	11,3384	132,5822	15,0748	133,3424	17,5539	133,7507	18,7900
	C	126,2063	6,3242	127,2678	11,3377	128,2756	15,0738	129,0458	17,5527	129,4599	18,7886
40 metros	A	128,4378	10,0879	130,6712	18,0477	132,8594	23,9549	134,5508	27,8634	135,4639	29,8089
	B	131,2908	10,0884	133,5028	18,0484	135,6646	23,9557	137,3344	27,8642	138,2354	29,8096
	C	126,9716	10,0878	129,2084	18,0471	131,4046	23,9538	133,1038	27,8619	134,0213	29,8072
50 metros	A	129,0493	12,5859	132,2721	22,4835	135,4636	29,8095	137,9352	34,6479	139,2689	37,0536
	B	131,8973	12,5865	135,0846	22,4843	138,2349	29,8103	140,6735	34,6486	141,9892	37,0542
	C	127,5832	12,5856	130,8148	22,4826	134,0208	29,8078	136,5053	34,6455	137,8462	37,0508
60 metros	A	129,7395	15,0737	134,1098	26,8879	138,4597	35,6099	141,8249	41,3596	143,6375	44,2153
	B	132,5809	15,0743	136,8988	26,8888	141,1908	35,6105	144,5106	41,3601	146,2989	44,2157
	C	128,2742	15,0733	132,6604	26,8866	137,0325	35,6074	140,4162	41,3562	142,2390	44,2114

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3



## APÊNDICE B – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO

Neste Apêndice são obtidos os resultados das simulações dos casos do sistema de rede de distribuição da Figura 40, com geração fotovoltaica e as cargas das unidades consumidoras com fator de potência unitário.

As grandezas analisadas para cada caso são as correntes das redes de distribuição e as tensões de fase dos barramentos. De acordo com os resultados obtidos pelo *software* PSIM, as tabelas 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50 e 51 fornecem os valores eficazes de tensão e corrente e suas taxas de *DHT*.

As Tabelas 44, 46, 48 e 50 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 0,50 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 5, 7, 9 e 11.

As Tabelas 45, 47, 49 e 51 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 1 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 6, 8, 10 e 12.

Tabela 44 – Caso 5

Caso 5											
Geração: 100%; $I_{inv\_p} = 55,68$ A											
Carga: $f_p = 1$ ; 50%; $R_{carga} = 6,4516$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	97,5006	7,1343	77,9085	7,0824	58,3783	7,0568	38,8938	7,0464	19,4394	7,0434
	B	99,6736	7,1349	79,6439	7,0830	59,6781	7,0573	39,7596	7,0470	19,8721	7,0440
	C	96,3674	7,1344	77,0016	7,0826	57,6980	7,0569	38,4402	7,0466	19,2126	7,0436
25 metros	A	96,1522	4,5014	76,6961	4,3158	57,3919	4,2222	38,1999	4,1841	19,0816	4,1730
	B	98,2889	4,5017	78,3983	4,3161	58,6645	4,2226	39,0462	4,1844	19,5042	4,1733
	C	95,0173	4,5014	75,7879	4,3158	56,7108	4,2223	37,7458	4,1842	18,8546	4,1731
40 metros	A	94,9429	3,2789	75,6017	2,9819	56,4975	2,8282	37,5687	2,7645	18,7556	2,7458
	B	97,0417	3,2792	77,2695	2,9822	57,7419	2,8284	38,3952	2,7647	19,1679	2,7460
	C	93,8058	3,2790	74,6918	2,9820	55,8151	2,8282	37,1138	2,7646	18,5282	2,7459
50 metros	A	94,1722	2,8261	74,9031	2,4712	55,9260	2,2839	37,1651	2,2055	18,5470	2,1823
	B	96,2461	2,8263	76,5483	2,4714	57,1518	2,2841	37,9785	2,2056	18,9526	2,1825
	C	93,0335	2,8261	73,9919	2,4712	55,2426	2,2840	36,7095	2,2055	18,3193	2,1823
60 metros	A	93,4207	2,5152	74,2217	2,1142	55,3684	1,8989	36,7712	1,8076	18,3435	1,7805
	B	95,4701	2,5154	75,8447	2,1144	56,5761	1,8991	37,5719	1,8077	18,7424	1,7806
	C	92,2803	2,5152	73,3089	2,1143	54,6838	1,8990	36,3150	1,8076	18,1154	1,7805
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0372	2,0626	127,4872	3,6841	127,8460	4,8847	128,0952	5,6781	128,2228	6,0728
	B	129,8905	2,0628	130,3429	3,6844	130,7031	4,8850	130,9529	5,6785	131,0806	6,0732
	C	125,5706	2,0626	126,0108	3,6841	126,3624	4,8847	126,6068	5,6781	126,7320	6,0728
25 metros	A	127,7921	3,1960	128,8891	5,5695	129,7508	7,2519	130,3414	8,3304	130,6411	8,8573
	B	130,6511	3,1963	131,7538	5,5699	132,6188	7,2524	133,2112	8,3309	133,5117	8,8579
	C	126,3051	3,1960	127,3759	5,5695	128,2182	7,2519	128,7959	8,3304	129,0891	8,8573
40 metros	A	128,5109	3,6596	130,1893	6,1667	131,4782	7,8232	132,3458	8,8288	132,7811	9,3035
	B	131,3759	3,6598	133,0646	6,1672	134,3603	7,8238	135,2321	8,8294	135,6695	9,3042
	C	127,0043	3,6596	128,6411	6,1667	129,8988	7,8233	130,7456	8,8288	131,1705	9,3036
50 metros	A	128,9783	3,8973	131,0279	6,4135	132,5832	7,9800	133,6204	8,8824	134,1377	9,2932
	B	131,8473	3,8976	133,9101	6,4140	135,4748	7,9805	136,5180	8,8830	137,0384	9,2938
	C	127,4592	3,8974	129,4569	6,4135	130,9734	7,9800	131,9848	8,8824	132,4892	9,2932
60 metros	A	129,4381	4,1149	131,8494	6,6167	133,6621	8,0722	134,8619	8,8559	135,4577	9,1945
	B	132,3108	4,1152	134,7385	6,6171	136,5629	8,0727	137,7707	8,8565	138,3704	9,1951
	C	127,9064	4,1149	130,2560	6,6167	132,0225	8,0722	133,1915	8,8559	133,7718	9,1945

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 45 – Caso 6

Caso 6											
Geração: 100%; $I_{inv\_p} = 55,68$ A											
Carga: $fp = 1$ ; 100% ; $R_{carga} = 3,2258 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	5,0324	6653,671	3,9063	6450,558	2,8832	6344,133	1,9085	6296,505	0,9519	6279,414
	B	5,0323	6709,749	3,9062	6515,567	2,8831	6415,389	1,9084	6371,961	0,9518	6357,310
	C	5,0324	6665,911	3,9063	6463,115	2,8832	6356,996	1,9085	6309,628	0,9519	6292,712
25 metros	A	2,6816	3532,680	1,8653	3067,818	1,2872	2820,538	0,8260	2713,650	0,4079	2679,313
	B	2,6814	3557,865	1,8651	3092,583	1,2871	2844,134	0,8260	2736,294	0,4079	2701,397
	C	2,6816	3542,544	1,8652	3077,082	1,2872	2829,552	0,8260	2722,666	0,4079	2688,420
40 metros	A	1,9592	2572,808	1,2122	1986,163	0,7628	1664,203	0,4656	1522,193	0,226	1477,314
	B	1,9590	2590,452	1,2121	2000,826	0,7628	1676,170	0,4655	1532,509	0,2260	1486,818
	C	1,9592	2581,299	1,2122	1993,299	0,7629	1670,567	0,4656	1528,270	0,2260	1483,364
50 metros	A	1,6970	2226,915	0,9811	1605,757	0,5795	1262,123	0,3396	1108,113	0,1625	1059,398
	B	1,6968	2242,329	0,9810	1617,443	0,5794	1270,860	0,3396	1115,216	0,1625	1065,782
	C	1,6970	2233,821	0,9811	1611,157	0,5795	1266,628	0,3397	1112,233	0,1625	1063,432
60 metros	A	1,5082	1982,187	0,8213	1346,132	0,4566	995,292	0,2562	835,983	0,1205	785,356
	B	1,5081	1996,000	0,8212	1355,827	0,4565	1002,017	0,2562	841,188	0,1205	789,957
	C	1,5083	1986,613	0,8214	1349,320	0,4567	997,749	0,2563	838,103	0,1205	787,378
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5371	1,4899	126,5681	2,6371	126,6014	3,4737	126,6281	4,0211	126,6427	4,2918
	B	129,3855	1,4900	129,4154	2,6373	129,4476	3,4740	129,4734	4,0214	129,4876	4,2921
	C	125,0826	1,4899	125,1130	2,6371	125,1459	3,4738	125,1723	4,0211	125,1868	4,2918
25 metros	A	126,5487	1,9846	126,5950	3,3130	126,6368	4,1659	126,6659	4,6693	126,6805	4,9022
	B	129,3966	1,9848	129,4411	3,3132	129,4815	4,1662	129,5097	4,6696	129,5238	4,9025
	C	125,0935	1,9846	125,1386	3,3130	125,1794	4,1659	125,2078	4,6693	125,2220	4,9022
40 metros	A	126,5583	2,3192	126,6108	3,6542	126,6483	4,3636	126,6685	4,701	126,6766	4,8297
	B	129,4058	2,3194	129,4564	3,6545	129,4926	4,3640	129,5121	4,7014	129,5200	4,8300
	C	125,1028	2,3192	125,1539	3,6542	125,1903	4,3637	125,2098	4,7011	125,2176	4,8297
50 metros	A	126,5644	2,5105	126,6197	3,8325	126,6531	4,4435	126,6672	4,6749	126,6713	4,7386
	B	129,4117	2,5107	129,4651	3,8328	129,4973	4,4439	129,5109	4,6753	129,5148	4,7390
	C	125,1088	2,5105	125,1626	3,8325	125,1949	4,4436	125,2084	4,6750	125,2122	4,7387
60 metros	A	126,5702	2,6769	126,6273	3,9776	126,6566	4,4989	126,6654	4,6406	126,6663	4,6516
	B	129,4173	2,6771	129,4724	3,9779	129,5007	4,4992	129,5092	4,6410	129,5100	4,6520
	C	125,1144	2,6769	125,1699	3,9777	125,1982	4,4989	125,2064	4,6406	125,2071	4,6516

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 46 – Caso 7

Caso 7											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $fp = 1$ ; 50%; $R_{carga} = 6,4516$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	49,1263	14,2681	39,2501	14,1643	29,4092	14,1130	19,5930	14,0923	9,7927	14,0863
	B	50,2064	14,2692	40,1131	14,1654	30,0557	14,1141	20,0237	14,0935	10,0079	14,0874
	C	48,5637	14,2684	38,8002	14,1647	29,0718	14,1134	19,3681	14,0927	9,6803	14,0867
25 metros	A	48,2215	9,0024	38,4538	8,6312	28,7713	8,4442	19,1490	8,3679	9,5651	8,3457
	B	49,2925	9,0031	39,3081	8,6319	29,4104	8,4449	19,5743	8,3686	9,7775	8,3464
	C	47,6616	9,0026	38,0068	8,6314	28,4365	8,4444	18,9261	8,3682	9,4538	8,3459
40 metros	A	47,5432	6,5576	37,8463	5,9637	28,2783	5,6562	18,8027	5,5289	9,3867	5,4915
	B	48,6004	6,5582	38,6878	5,9642	28,9069	5,6566	19,2206	5,5293	9,5953	5,4919
	C	46,9865	6,5578	37,4023	5,9638	27,9462	5,6563	18,5817	5,5290	9,2764	5,4916
50 metros	A	47,1354	5,6520	37,4787	4,9423	27,9788	4,5677	18,5917	4,4108	9,2778	4,3645
	B	48,1828	5,6525	38,3113	4,9426	28,6000	4,5681	19,0043	4,4111	9,4837	4,3648
	C	46,5807	5,6521	37,0366	4,9423	27,6482	4,5678	18,3719	4,4109	9,1681	4,3646
60 metros	A	46,7453	5,0304	37,1266	4,2284	27,6915	3,7978	18,3891	3,6151	9,1733	3,5608
	B	47,7828	5,0308	37,9501	4,2287	28,3053	3,7981	18,7965	3,6153	9,3764	3,5611
	C	46,1924	5,0304	36,6861	4,2285	27,3623	3,7979	18,1703	3,6151	9,0640	3,5609
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,7937	2,0665	127,0492	3,6967	127,2626	4,9070	127,4150	5,7083	127,4942	6,1073
	B	129,6445	2,0667	129,9004	3,6970	130,1136	4,9073	130,2656	5,7086	130,3445	6,1077
	C	125,3336	2,0666	125,5844	3,6967	125,7944	4,9070	125,9446	5,7083	126,0227	6,1073
25 metros	A	127,1914	3,2110	127,8101	5,6163	128,3150	7,3328	128,6686	8,4385	128,8501	8,9803
	B	130,0443	3,2112	130,6639	5,6166	131,1684	7,3333	131,5214	8,4390	131,7025	8,9809
	C	125,7204	3,2110	126,3258	5,6163	126,8208	7,3328	127,1680	8,4385	127,3462	8,9803
40 metros	A	127,5622	3,6866	128,4868	6,248	129,2137	7,96	129,7084	9,0081	129,9578	9,5056
	B	130,4178	3,6868	131,3452	6,2484	132,0734	7,9605	132,5687	9,0087	132,8183	9,5062
	C	126,0813	3,6866	126,9846	6,2480	127,6957	7,9600	128,1798	9,0081	128,4239	9,5056
50 metros	A	127,8026	3,9329	128,9187	6,5179	129,7788	8,1519	130,3547	9,1047	130,6420	9,5418
	B	130,6601	3,9332	131,7806	6,5184	132,6432	8,1525	133,2207	9,1053	133,5088	9,5425
	C	126,3154	3,9329	127,4053	6,5179	128,2456	8,1520	128,8083	9,1047	129,0891	9,5419
60 metros	A	128,0390	4,1595	129,3409	6,7444	130,3276	8,2782	130,9794	9,1181	131,3018	9,4854
	B	130,8984	4,1598	132,2061	6,7448	133,1967	8,2787	133,8513	9,1187	134,1751	9,4860
	C	126,5457	4,1595	127,8163	6,7444	128,7796	8,2782	129,4158	9,1181	129,7304	9,4854

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 47 – Caso 8

Caso 8											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $fp = 1$ ; 100% ; $R_{carga} = 3,2258 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	48,4673	10,3554	38,6733	10,0711	28,9489	9,9290	19,2734	9,8713	9,6291	9,8545
	B	49,5481	10,3560	39,5362	10,0716	29,5950	9,9295	19,7037	9,8718	9,8441	9,8550
	C	47,9208	10,3554	38,2370	10,0711	28,6221	9,9289	19,0558	9,8712	9,5204	9,8544
25 metros	A	47,1131	5,6534	37,4603	4,9435	27,9648	4,5689	18,5823	4,4119	9,2731	4,3656
	B	48,1738	5,6537	38,3046	4,9438	28,5954	4,5691	19,0015	4,4122	9,4823	4,3658
	C	46,5787	5,6535	37,0351	4,9435	27,6471	4,5689	18,3711	4,4119	9,1677	4,3656
40 metros	A	45,9698	4,2286	36,4274	3,2992	27,1217	2,7868	17,9877	2,5635	8,9661	2,4964
	B	47,0089	4,2289	37,2521	3,2994	27,7362	2,7870	18,3955	2,5637	9,1694	2,4966
	C	45,4505	4,2287	36,0160	3,2992	26,8154	2,7868	17,7846	2,5635	8,8649	2,4964
50 metros	A	45,2522	3,7191	35,7785	2,7165	26,5917	2,1562	17,6139	1,9063	8,7730	1,8301
	B	46,2773	3,7193	36,5903	2,7166	27,1957	2,1564	18,0142	1,9065	8,9725	1,8302
	C	44,7430	3,7192	35,3762	2,7165	26,2929	2,1562	17,4161	1,9063	8,6746	1,8301
60 metros	A	44,5619	3,3555	35,1542	2,3128	26,0819	1,7295	17,2543	1,4644	8,5873	1,3823
	B	45,5732	3,3557	35,9535	2,3129	26,6757	1,7296	17,6475	1,4645	8,7831	1,3825
	C	44,0625	3,3555	34,7608	2,3128	25,7905	1,7295	17,0618	1,4644	8,4916	1,3824
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,2955	1,4927	126,1337	2,6461	126,0228	3,4896	125,9535	4,0425	125,9202	4,3163
	B	129,1413	1,4928	128,9764	2,6463	128,8629	3,4898	128,7917	4,0428	128,7575	4,3166
	C	124,8473	1,4927	124,6900	2,6461	124,5825	3,4896	124,5155	4,0425	124,4833	4,3163
25 metros	A	125,9592	1,9938	125,5370	3,3407	125,2295	4,2123	125,0266	4,7301	124,9254	4,9706
	B	128,8008	1,9940	128,3719	3,3409	128,0591	4,2127	127,8527	4,7305	127,7498	4,9710
	C	124,5194	1,9939	124,1083	3,3407	123,8088	4,2124	123,6113	4,7301	123,5128	4,9706
40 metros	A	125,6373	2,336	124,9605	3,7021	124,4554	4,4	124,1159	4,7971	123,9447	4,9354
	B	128,4749	2,3362	127,7884	3,7024	127,2760	4,4403	126,9319	4,7974	126,7585	4,9358
	C	124,2058	2,3361	123,5467	3,7021	123,0546	4,4400	122,7238	4,7971	122,5570	4,9355
50 metros	A	125,4308	2,5330	124,5906	3,8944	123,9589	4,5395	123,5325	4,7928	123,3171	4,8667
	B	128,2659	2,5332	127,4140	3,8947	126,7738	4,5398	126,3420	4,7932	126,1241	4,8671
	C	124,0047	2,5330	123,1863	3,8945	122,5708	4,5395	122,1552	4,7928	121,9453	4,8667
60 metros	A	125,2303	2,7053	124,2315	4,0538	123,4778	4,6139	122,9686	4,7792	122,7116	4,8005
	B	128,0629	2,7055	127,0505	4,0541	126,2872	4,6143	125,7719	4,7796	125,5120	4,8009
	C	123,8093	2,7053	122,8364	4,0538	122,1020	4,6140	121,6057	4,7792	121,3552	4,8006

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 48 – Caso 9

Caso 9											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $f_p = 1$ ; 50%; $R_{carga} = 6,4516 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	6,9930	18497,31	5,5473	18320,42	4,1417	18221,65	2,7553	18172,02	1,3765	18150,62
	B	6,9929	18709,66	5,5472	18586,29	4,1416	18528,21	2,7553	18507,25	1,3765	18502,93
	C	6,9930	18524,36	5,5473	18348,67	4,1417	18250,84	2,7553	18201,89	1,3765	18180,90
25 metros	A	4,3574	11492,00	3,3325	10971,26	2,4397	10699,25	1,6092	10579,17	0,8017	10537,33
	B	4,3574	11664,33	3,3325	11168,81	2,4397	10912,90	1,6092	10803,02	0,8017	10766,91
	C	4,3574	11515,24	3,3325	10994,92	2,4397	10723,39	1,6092	10603,76	0,8017	10562,24
40 metros	A	3,1354	8258,99	2,2706	7466,22	1,6093	7049,92	1,046	6870,31	0,5187	6811,74
	B	3,1353	8365,36	2,2706	7578,54	1,6093	7162,84	1,0460	6982,49	0,5187	6923,20
	C	3,1354	8279,54	2,2706	7486,21	1,6093	7069,80	1,0460	6890,37	0,5187	6832,05
50 metros	A	2,6807	7054,64	1,8645	6124,82	1,2866	5630,88	0,8256	5417,74	0,4077	5349,49
	B	2,6806	7138,29	1,8644	6207,84	1,2866	5709,64	0,8256	5492,66	0,4077	5421,99
	C	2,6807	7074,18	1,8645	6143,15	1,2866	5648,71	0,8256	5435,57	0,4077	5367,50
60 metros	A	2,3669	6222,78	1,5807	5187,36	1,0591	4630,55	0,6695	4389,06	0,3290	4312,47
	B	2,3668	6292,30	1,5807	5252,12	1,0591	4688,32	0,6695	4441,51	0,3290	4361,79
	C	2,3669	6241,49	1,5807	5204,27	1,0591	4646,58	0,6695	4404,90	0,3290	4328,42
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5501	2,0705	126,6112	3,7094	126,6791	4,9294	126,7346	5,7387	126,7655	6,1422
	B	129,3983	2,0706	129,4578	3,7097	129,5239	4,9298	129,5781	5,7391	129,6081	6,1426
	C	125,0964	2,0705	125,1579	3,7094	125,2263	4,9294	125,2822	5,7387	125,3133	6,1422
25 metros	A	126,5904	3,2261	126,7307	5,6638	126,8786	7,4155	126,9954	8,5495	127,0588	9,1068
	B	129,4370	3,2264	129,5732	5,6642	129,7171	7,4160	129,8307	8,5500	129,8924	9,1074
	C	125,1353	3,2261	125,2750	5,6638	125,4226	7,4155	125,5392	8,5495	125,6025	9,1068
40 metros	A	126,6126	3,714	126,783	6,3316	126,9482	8,1017	127,0703	9,195	127,1339	9,7168
	B	129,4584	3,7143	129,6238	6,3320	129,7843	8,1022	129,9030	9,1956	129,9650	9,7175
	C	125,1569	3,7140	125,3262	6,3316	125,4905	8,1017	125,6119	9,1950	125,6753	9,7168
50 metros	A	126,6254	3,9692	126,8079	6,6259	126,9729	8,3317	127,0879	9,3386	127,1455	9,8044
	B	129,4708	3,9695	129,6479	6,6264	129,8083	8,3323	129,9200	9,3392	129,9760	9,8050
	C	125,1695	3,9692	125,3506	6,6259	125,5146	8,3317	125,6288	9,3386	125,6859	9,8044
60 metros	A	126,6379	4,2052	126,8300	6,8773	126,9909	8,4953	127,0952	9,3966	127,1448	9,7956
	B	129,4830	4,2055	129,6694	6,8778	129,8257	8,4958	129,9271	9,3973	129,9752	9,7963
	C	125,1820	4,2052	125,3725	6,8773	125,5322	8,4953	125,6356	9,3967	125,6847	9,7956

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 49 – Caso 10

Caso 10											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $f_p = 1$ ; 100% ; $R_{carga} = 3,2258 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	96,5449	5,1774	77,0519	5,0352	57,6829	4,9641	38,4053	4,9353	19,1877	4,9269
	B	98,7214	5,1776	78,7900	5,0355	58,9847	4,9644	39,2723	4,9356	19,6210	4,9272
	C	95,4521	5,1774	76,1806	5,0353	57,0311	4,9642	37,9715	4,9353	18,9711	4,9269
25 metros	A	94,1067	2,8266	74,8456	2,4716	55,8802	2,2843	37,1333	2,2059	18,5308	2,1827
	B	96,2445	2,8267	76,5484	2,4718	57,1529	2,2845	37,9797	2,2060	18,9533	2,1829
	C	93,0528	2,8266	74,0097	2,4717	55,2573	2,2844	36,7200	2,2059	18,3247	2,1827
40 metros	A	91,8651	2,1143	72,8131	1,6496	54,2174	1,3934	35,9593	1,2818	17,9242	1,2482
	B	93,9647	2,1144	74,4811	1,6497	55,4616	1,3935	36,7855	1,2819	18,3363	1,2483
	C	90,8504	2,1143	72,0127	1,6496	53,6237	1,3934	35,5665	1,2818	17,7287	1,2482
50 metros	A	90,4403	1,8596	71,5213	1,3583	53,1610	1,0782	35,2136	0,9532	17,5390	0,9151
	B	92,5151	1,8597	73,1668	1,3584	54,3867	1,0783	36,0267	0,9533	17,9443	0,9152
	C	89,4505	1,8596	70,7436	1,3583	52,5858	1,0782	34,8340	0,9532	17,3503	0,9151
60 metros	A	89,0648	1,6778	70,2747	1,1565	52,1419	0,8648	34,4945	0,7323	17,1676	0,6913
	B	91,1154	1,6779	71,8981	1,1566	53,3495	0,8649	35,2949	0,7324	17,5664	0,6914
	C	88,0990	1,6778	69,5186	1,1565	51,5844	0,8649	34,1274	0,7323	16,9854	0,6913
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,0538	1,4955	125,6992	2,6551	125,4441	3,5055	125,2789	4,0641	125,1977	4,3410
	B	128,8970	1,4957	128,5372	2,6553	128,2779	3,5058	128,1098	4,0644	128,0272	4,3413
	C	124,6119	1,4955	124,2669	2,6552	124,0189	3,5056	123,8584	4,0641	123,7796	4,3410
25 metros	A	125,3694	2,0031	124,4787	3,3688	123,8217	4,2599	123,3868	4,7926	123,1700	5,0410
	B	128,2046	2,0033	127,3019	3,3691	126,6358	4,2602	126,1948	4,7929	125,9749	5,0414
	C	123,9448	2,0032	123,0773	3,3689	122,4374	4,2599	122,0139	4,7926	121,8028	5,0410
40 metros	A	124,7154	2,3532	123,3091	3,7513	122,2615	4,5191	121,5624	4,8972	121,212	5,046
	B	127,5428	2,3534	126,1184	3,7516	125,0573	4,5195	124,3494	4,8976	123,9946	5,0464
	C	123,3076	2,3532	121,9375	3,7513	120,9168	4,5192	120,2356	4,8972	119,8941	5,0461
50 metros	A	124,2960	2,5559	122,5599	3,9585	121,2632	4,6397	120,3964	4,9168	119,9618	5,0020
	B	127,1182	2,5561	125,3601	3,9588	124,0471	4,6401	123,1698	4,9172	122,7300	5,0024
	C	122,8987	2,5559	121,2072	3,9585	119,9436	4,6398	119,0988	4,9169	118,6752	5,0020
60 metros	A	123,8888	2,7343	121,8335	4,1330	120,2970	4,7351	119,2701	4,9265	118,7554	4,9594
	B	126,7060	2,7346	124,6249	4,1333	123,0693	4,7355	122,0301	4,9268	121,5094	4,9598
	C	122,5017	2,7344	120,4991	4,1331	119,0015	4,7352	118,0006	4,9265	117,4989	4,9595

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 50 – Caso 11

Caso 11											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $fp = 1$ ; 50%; $R_{carga} = 6,4516$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	49,1101	14,2704	39,2368	14,1666	29,3990	14,1153	19,5862	14,0947	9,7892	14,0887
	B	50,1978	14,2712	40,1063	14,1674	30,0507	14,1161	20,0204	14,0954	10,0063	14,0894
	C	48,5672	14,2705	38,8033	14,1666	29,0743	14,1153	19,3699	14,0946	9,6812	14,0886
25 metros	A	48,2032	9,0039	38,4387	8,6327	28,7597	8,4456	19,1412	8,3694	9,5612	8,3471
	B	49,2860	9,0044	39,3032	8,6332	29,4070	8,4461	19,5721	8,3698	9,7765	8,3476
	C	47,6645	9,0039	38,0093	8,6327	28,4385	8,4456	18,9274	8,3693	9,4544	8,3471
40 metros	A	47,5209	6,5588	37,8276	5,9648	28,2639	5,6572	18,793	5,5299	9,3818	5,4925
	B	48,5953	6,5592	38,6842	5,9651	28,9046	5,6575	19,2192	5,5302	9,5946	5,4928
	C	46,9903	6,5589	37,4055	5,9648	27,9487	5,6572	18,5834	5,5299	9,2772	5,4925
50 metros	A	47,1099	5,6531	37,4572	4,9432	27,9621	4,5686	18,5804	4,4117	9,2721	4,3653
	B	48,1781	5,6534	38,3082	4,9435	28,5981	4,5689	19,0033	4,4119	9,4832	4,3656
	C	46,5854	5,6532	37,0407	4,9432	27,6515	4,5686	18,3741	4,4117	9,1692	4,3653
60 metros	A	46,7164	5,0314	37,1020	4,2293	27,6724	3,7986	18,3761	3,6158	9,1666	3,5616
	B	47,7784	5,0317	37,9473	4,2295	28,3036	3,7989	18,7957	3,6161	9,3760	3,5618
	C	46,1982	5,0314	36,6912	4,2293	27,3664	3,7986	18,1731	3,6158	9,0655	3,5616
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,3064	2,0744	126,1730	3,7222	126,0954	4,9521	126,0542	5,7695	126,0368	6,1776
	B	129,1521	2,0746	129,0150	3,7225	128,9341	4,9524	128,8904	5,7699	128,8716	6,1779
	C	124,8591	2,0745	124,7313	3,7222	124,6580	4,9521	124,6197	5,7695	124,6037	6,1776
25 metros	A	125,9889	3,2414	125,6508	5,7122	125,4419	7,5002	125,3219	8,6635	125,2673	9,2370
	B	128,8291	3,2417	128,4817	5,7126	128,2648	7,5006	128,1390	8,6640	128,0814	9,2376
	C	124,5496	3,2414	124,2233	5,7122	124,0235	7,5002	123,9095	8,6635	123,8579	9,2370
40 metros	A	125,6621	3,7419	125,0781	6,4175	124,6816	8,2486	124,4314	9,39	124,3095	9,9378
	B	128,4977	3,7422	127,9004	6,4179	127,4930	8,2492	127,2352	9,3906	127,1095	9,9385
	C	124,2312	3,7419	123,6657	6,4175	123,2831	8,2486	123,0420	9,3900	122,9247	9,9378
50 metros	A	125,4468	4,0062	124,6952	6,7377	124,1655	8,5198	123,8200	9,5851	123,6481	10,0820
	B	128,2795	4,0065	127,5122	6,7381	126,9700	8,5203	126,6160	9,5858	126,4399	10,0827
	C	124,0216	4,0062	123,2930	6,7377	122,7803	8,5198	122,4461	9,5852	122,2799	10,0820
60 metros	A	125,2350	4,2519	124,3166	7,0158	123,6522	8,7244	123,2097	9,6931	122,9867	10,1272
	B	128,0648	4,2523	127,1284	7,0163	126,4501	8,7249	125,9983	9,6938	125,7707	10,1279
	C	123,8154	4,2520	122,9244	7,0158	122,2803	8,7244	121,8511	9,6932	121,6348	10,1273

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3



Tabela 51 – Caso 12

Caso 12											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $f_p = 1$ ; 100% ; $R_{carga} = 3,2258 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	144,7057	3,4515	115,4927	3,3568	86,4620	3,3094	57,5666	3,2901	28,7610	3,2845
	B	147,9808	3,4517	118,1090	3,3569	88,4219	3,3096	58,8722	3,2903	29,4135	3,2847
	C	143,0737	3,4515	114,1927	3,3568	85,4902	3,3094	56,9203	3,2902	28,4383	3,2846
25 metros	A	141,1159	1,8844	112,2376	1,6478	83,7983	1,5229	55,6855	1,4706	27,7889	1,4551
	B	144,3415	1,8845	114,8087	1,6479	85,7212	1,5230	56,9647	1,4707	28,4277	1,4553
	C	139,5573	1,8844	111,0042	1,6478	82,8811	1,5229	55,0777	1,4706	27,4861	1,4552
40 metros	A	137,7584	1,4096	109,1913	1,0998	81,3053	0,929	53,9249	0,8546	26,8791	0,8322
	B	140,9350	1,4096	111,7178	1,0999	83,1915	0,9291	55,1782	0,8547	27,5045	0,8323
	C	136,2704	1,4096	108,0220	1,0998	80,4405	0,9290	53,3541	0,8546	26,5954	0,8322
50 metros	A	135,6189	1,2398	107,2510	0,9056	79,7182	0,7189	52,8045	0,6356	26,3003	0,6102
	B	138,7634	1,2399	109,7482	0,9057	81,5804	0,7190	54,0409	0,6357	26,9170	0,6103
	C	134,1754	1,2398	106,1220	0,9056	78,8864	0,7189	52,2570	0,6356	26,0287	0,6102
60 metros	A	133,5521	1,1186	105,3772	0,7711	78,1862	0,5767	51,7235	0,4883	25,7421	0,4610
	B	136,6648	1,1187	107,8455	0,7712	80,0247	0,5768	52,9431	0,4884	26,3500	0,4611
	C	132,1509	1,1187	104,2866	0,7711	77,3857	0,5767	51,1981	0,4883	25,4819	0,4610
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	125,8120	1,4984	125,2646	2,6643	124,8653	3,5217	124,6042	4,0859	124,4751	4,3660
	B	128,6527	1,4985	128,0979	2,6645	127,6929	3,5219	127,4278	4,0862	127,2967	4,3663
	C	124,3764	1,4984	123,8436	2,6643	123,4552	3,5217	123,2013	4,0859	123,0758	4,3660
25 metros	A	124,7792	2,0125	123,4198	3,3975	122,4134	4,3086	121,7466	4,8567	121,4141	5,1135
	B	127,6078	2,0127	126,2311	3,3978	125,2116	4,3089	124,5359	4,8571	124,1990	5,1138
	C	123,3698	2,0125	122,0455	3,3976	121,0651	4,3086	120,4156	4,8568	120,0917	5,1135
40 metros	A	123,7928	2,3706	121,6567	3,8019	120,0665	4,6012	119,0079	5,0017	118,4785	5,1617
	B	126,6095	2,3708	124,4467	3,8022	122,8364	4,6016	121,7646	5,0020	121,2285	5,1621
	C	122,4081	2,3706	120,3266	3,8019	118,7769	4,6013	117,7452	5,0017	117,2291	5,1618
50 metros	A	123,1600	2,5793	120,5276	4,0248	118,5659	4,7446	117,2590	5,0476	116,6052	5,1451
	B	125,9688	2,5795	123,3036	4,0251	121,3172	4,7450	119,9942	5,0480	119,3324	5,1455
	C	121,7910	2,5793	119,2255	4,0248	117,3132	4,7447	116,0392	5,0477	115,4018	5,1452
60 metros	A	122,5457	2,7641	119,4335	4,2155	117,1141	4,8631	115,5697	5,0833	114,7976	5,1294
	B	125,3468	2,7643	122,1955	4,2159	119,8470	4,8634	118,2836	5,0837	117,5021	5,1298
	C	121,1917	2,7641	118,1580	4,2156	115,8968	4,8631	114,3909	5,0833	113,6380	5,1295

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

## APÊNDICE C – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA 0,98 INDUTIVO

Neste Apêndice são obtidos os resultados das simulações dos casos do sistema de rede de distribuição da Figura 40, com geração fotovoltaica e as cargas das unidades consumidoras com fator de potência 0,98 indutivo.

As grandezas analisadas para cada caso são as correntes das redes de distribuição e as tensões de fase dos barramentos. De acordo com os resultados obtidos pelo *software* PSIM, as tabelas 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58 e 59 fornecem os valores eficazes de tensão e corrente e suas taxas de *DHT*.

As Tabelas 52, 54, 56 e 58 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 0,50 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 13, 15, 17 e 19.

As Tabelas 53, 55, 57 e 59 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 1 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 14, 16, 18 e 20.

Tabela 52 – Caso 13

Caso 13											
Geração: 100%; $I_{inv\_p} = 55,68$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 3,4055$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	40,4954	21,3599	32,3913	21,3044	24,2906	21,2613	16,1924	21,2305	8,0958	21,2120
	B	39,4659	21,3587	31,5679	21,3032	23,6731	21,2600	15,7808	21,2292	7,8900	21,2108
	C	40,7037	21,3594	32,5584	21,3039	24,4161	21,2607	16,2761	21,2299	8,1377	21,2115
25 metros	A	40,4312	20,7790	32,3333	20,6447	24,2432	20,5405	16,1590	20,4663	8,0785	20,4218
	B	39,4035	20,7778	31,5115	20,6434	23,6271	20,5392	15,7483	20,4650	7,8732	20,4205
	C	40,6442	20,7785	32,5045	20,6441	24,3722	20,5399	16,2452	20,4657	8,1217	20,4212
40 metros	A	40,3728	20,2324	32,2807	20,0242	24,2005	19,863	16,1289	19,7483	8,0631	19,6797
	B	39,3467	20,2311	31,4603	20,0229	23,5855	19,8617	15,7191	19,7471	7,8582	19,6784
	C	40,5902	20,2318	32,4560	20,0236	24,3328	19,8624	16,2175	19,7477	8,1075	19,6791
50 metros	A	40,3371	19,8854	32,2487	19,6304	24,1745	19,4333	16,1108	19,2932	8,0537	19,2094
	B	39,3119	19,8841	31,4292	19,6291	23,5604	19,4321	15,7015	19,2920	7,8492	19,2082
	C	40,5573	19,8848	32,4265	19,6298	24,3090	19,4328	16,2009	19,2927	8,0990	19,2089
60 metros	A	40,3041	19,5514	32,2192	19,2516	24,1507	19,0202	16,0941	18,8558	8,0452	18,7576
	B	39,2797	19,5502	31,4004	19,2504	23,5372	19,0189	15,6853	18,8546	7,8409	18,7563
	C	40,5269	19,5509	32,3995	19,2511	24,2872	19,0197	16,1857	18,8553	8,0912	18,7571
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,3180	2,5142	127,7891	4,4980	128,1756	5,9797	128,4489	6,9642	128,5903	7,4553
	B	130,1724	2,5144	130,6415	4,4982	131,0257	5,9800	131,2972	6,9646	131,4375	7,4557
	C	125,8442	2,5142	126,3028	4,4980	126,6803	5,9797	126,9478	6,9642	127,0863	7,4553
25 metros	A	128,2203	6,1486	129,6976	10,9696	130,9969	14,5323	131,9508	16,8820	132,4533	18,0493
	B	131,0694	6,1490	132,5342	10,9702	133,8200	14,5330	134,7632	16,8827	135,2599	18,0501
	C	126,7232	6,1486	128,1729	10,9695	129,4537	14,5320	130,3965	16,8815	130,8938	18,0488
40 metros	A	129,2597	9,6486	132,0553	17,1328	134,5993	22,6148	136,4942	26,2086	137,4985	27,9876
	B	132,0993	9,6491	134,8645	17,1336	137,3770	22,6156	139,2474	26,2094	140,2385	27,9883
	C	127,7409	9,6485	130,4976	17,1323	133,0181	22,6139	134,8998	26,2073	135,8982	27,9860
50 metros	A	130,0210	11,9100	133,8437	21,0817	137,3666	27,7624	140,0000	32,1249	141,3966	34,2795
	B	132,8522	11,9106	136,6295	21,0825	140,1062	27,7632	142,7044	32,1257	144,0823	34,2802
	C	128,4886	11,9098	132,2669	21,0809	135,7646	27,7609	138,3848	32,1229	139,7757	34,2771
60 metros	A	130,8316	14,1152	135,7836	24,9080	140,3812	32,7270	143,8205	37,8136	145,6432	40,3201
	B	133,6529	14,1158	138,5423	24,9088	143,0780	32,7278	146,4709	37,8142	148,2693	40,3206
	C	129,2862	14,1149	134,1894	24,9068	138,7615	32,7249	142,1883	37,8107	144,0059	40,3167

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 53 – Caso 14

Caso 14											
Geração: 100%; $I_{inv\_p} = 55,68$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 100%; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $L_{carga} = 1,7028$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	40,4954	21,3599	32,3913	21,3044	24,2906	21,2613	16,1924	21,2305	8,0958	21,2120
	B	39,4659	21,3587	31,5679	21,3032	23,6731	21,2600	15,7808	21,2292	7,8900	21,2108
	C	40,7037	21,3594	32,5584	21,3039	24,4161	21,2607	16,2761	21,2299	8,1377	21,2115
25 metros	A	40,4312	20,7790	32,3333	20,6447	24,2432	20,5405	16,1590	20,4663	8,0785	20,4218
	B	39,4035	20,7778	31,5115	20,6434	23,6271	20,5392	15,7483	20,4650	7,8732	20,4205
	C	40,6442	20,7785	32,5045	20,6441	24,3722	20,5399	16,2452	20,4657	8,1217	20,4212
40 metros	A	40,3728	20,2324	32,2807	20,0242	24,2005	19,863	16,1289	19,7483	8,0631	19,6797
	B	39,3467	20,2311	31,4603	20,0229	23,5855	19,8617	15,7191	19,7471	7,8582	19,6784
	C	40,5902	20,2318	32,4560	20,0236	24,3328	19,8624	16,2175	19,7477	8,1075	19,6791
50 metros	A	40,3371	19,8854	32,2487	19,6304	24,1745	19,4333	16,1108	19,2932	8,0537	19,2094
	B	39,3119	19,8841	31,4292	19,6291	23,5604	19,4321	15,7015	19,2920	7,8492	19,2082
	C	40,5573	19,8848	32,4265	19,6298	24,3090	19,4328	16,2009	19,2927	8,0990	19,2089
60 metros	A	40,3041	19,5514	32,2192	19,2516	24,1507	19,0202	16,0941	18,8558	8,0452	18,7576
	B	39,2797	19,5502	31,4004	19,2504	23,5372	19,0189	15,6853	18,8546	7,8409	18,7563
	C	40,5269	19,5509	32,3995	19,2511	24,2872	19,0197	16,1857	18,8553	8,0912	18,7571
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,8209	2,5003	126,8943	4,4841	126,9826	5,9724	127,0572	6,9645	127,0993	7,4603
	B	129,6649	2,5004	129,7279	4,4843	129,8077	5,9728	129,8764	6,9649	129,9153	7,4607
	C	125,3537	2,5003	125,4198	4,4841	125,5030	5,9724	125,5745	6,9645	125,6150	7,4603
25 metros	A	126,9871	6,0655	127,4720	10,8880	128,0263	14,4902	128,4843	16,8840	128,7392	18,0786
	B	129,8110	6,0659	130,2635	10,8886	130,7895	14,4909	131,2269	16,8847	131,4711	18,0794
	C	125,5065	6,0655	125,9768	10,8879	126,5225	14,4899	126,9758	16,8835	127,2287	18,0781
40 metros	A	127,293	9,4472	128,4896	16,9367	129,8305	22,5147	130,9249	26,2145	131,5299	28,0587
	B	130,0937	9,4477	131,2298	16,9375	132,5168	22,5155	133,5719	26,2153	134,1563	28,0595
	C	125,8006	9,4471	126,9788	16,9363	128,3115	22,5138	129,4029	26,2132	130,0071	28,0572
50 metros	A	127,5631	11,6062	129,3705	20,7876	131,3740	27,6133	132,9967	32,1349	133,8895	34,3870
	B	130,3470	11,6068	132,0727	20,7884	134,0034	27,6141	135,5731	32,1356	136,4384	34,3877
	C	126,0635	11,6061	127,8518	20,7869	129,8491	27,6118	131,4710	32,1328	132,3644	34,3846
60 metros	A	127,8790	13,6930	130,3872	24,5015	133,1390	32,5225	135,3505	37,8289	136,5615	40,4699
	B	130,6450	13,6936	133,0490	24,5023	135,7082	32,5232	137,8531	37,8295	139,0297	40,4704
	C	126,3728	13,6927	128,8622	24,5003	131,6107	32,5203	133,8245	37,8260	135,0377	40,4665

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 54 – Caso 15

Caso 15											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 3,4055$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	55,5040	15,6272	44,3674	15,6195	33,2547	15,6134	22,1599	15,6091	11,0770	15,6065
	B	55,4411	15,6278	44,3145	15,6200	33,2135	15,6140	22,1317	15,6096	11,0627	15,6071
	C	53,8534	15,6265	43,0468	15,6187	32,2642	15,6127	21,4995	15,6084	10,7467	15,6058
25 metros	A	55,0247	15,5431	43,9323	15,5235	32,8982	15,5082	21,9078	15,4973	10,9466	15,4908
	B	54,9271	15,5437	43,8478	15,5240	32,8312	15,5087	21,8614	15,4978	10,9229	15,4913
	C	53,3723	15,5424	42,6100	15,5227	31,9064	15,5075	21,2466	15,4966	10,6160	15,4900
40 metros	A	54,5616	15,4599	43,5122	15,4282	32,5543	15,4035	21,6649	15,3859	10,821	15,3753
	B	54,4301	15,4604	43,3971	15,4287	32,4622	15,4040	21,6007	15,3864	10,7882	15,3758
	C	52,9077	15,4591	42,1889	15,4274	31,5617	15,4027	21,0031	15,3851	10,4901	15,3745
50 metros	A	54,2615	15,4048	43,2404	15,3649	32,3319	15,3339	21,5077	15,3117	10,7398	15,2984
	B	54,1080	15,4053	43,1053	15,3654	32,2235	15,3343	21,4321	15,3122	10,7010	15,2989
	C	52,6069	15,4040	41,9165	15,3641	31,3389	15,3331	20,8458	15,3109	10,4089	15,2976
60 metros	A	53,9681	15,3500	42,9748	15,3019	32,1147	15,2645	21,3544	15,2378	10,6606	15,2217
	B	53,7930	15,3505	42,8201	15,3024	31,9903	15,2649	21,2675	15,2382	10,6159	15,2222
	C	52,3129	15,3492	41,6505	15,3011	31,1215	15,2637	20,6924	15,2369	10,3296	15,2209
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0746	2,5190	127,3515	4,5133	127,5928	6,0069	127,7695	7,0011	127,8627	7,4976
	B	129,9266	2,5191	130,1995	4,5136	130,4370	6,0072	130,6109	7,0015	130,7025	7,4980
	C	125,6073	2,5190	125,8769	4,5133	126,1131	6,0068	126,2866	7,0011	126,3782	7,4976
25 metros	A	127,6215	6,1773	128,6252	11,0614	129,5743	14,6938	130,2980	17,1004	130,6865	18,2992
	B	130,4648	6,1777	131,4513	11,0619	132,3835	14,6945	133,0940	17,1011	133,4754	18,3000
	C	126,1407	6,1773	127,1299	11,0612	128,0705	14,6935	128,7895	17,0999	129,1760	18,2987
40 metros	A	128,3175	9,7194	130,3786	17,3577	132,39	23,0085	133,9405	26,739	134,776	28,5934
	B	131,1485	9,7199	133,1720	17,3584	135,1462	23,0093	136,6681	26,7398	137,4884	28,5942
	C	126,8252	9,7193	128,8684	17,3572	130,8719	23,0075	132,4196	26,7377	133,2544	28,5919
50 metros	A	128,8569	12,0180	131,7832	21,4231	134,6661	28,3581	136,8912	32,9258	138,0895	35,1932
	B	131,6777	12,0186	134,5498	21,4239	137,3794	28,3589	139,5641	32,9266	140,7410	35,1939
	C	127,3577	12,0178	130,2659	21,4223	133,1433	28,3566	135,3681	32,9237	136,5671	35,1907
60 metros	A	129,4515	14,2672	133,3553	25,3861	137,2175	33,5583	140,1944	38,9286	141,7945	41,5908
	B	132,2608	14,2679	136,0916	25,3869	139,8832	33,5590	142,8073	38,9292	144,3799	41,5912
	C	127,9461	14,2669	131,8328	25,3849	135,6930	33,5560	138,6727	38,9255	140,2754	41,5872

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 55 – Caso 16

Caso 16											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 100%; $R_{carga} = 3,1613$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 1,7028$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	58,8202	14,1393	46,9702	14,1276	35,1776	14,1185	23,4280	14,1120	11,7069	14,1081
	B	60,5505	14,1398	48,3507	14,1282	36,2109	14,1191	24,1158	14,1125	12,0505	14,1086
	C	60,6413	14,1404	48,4255	14,1287	36,2682	14,1196	24,1546	14,1131	12,0700	14,1092
25 metros	A	57,6935	14,0159	45,9475	13,9864	34,3404	13,9632	22,8366	13,9466	11,4012	13,9365
	B	59,3753	14,0164	47,2840	13,9869	35,3376	13,9637	23,4989	13,9471	11,7316	13,9370
	C	59,4933	14,0170	47,3834	13,9875	35,4151	13,9643	23,5519	13,9476	11,7586	13,9376
40 metros	A	56,6326	13,8958	44,9859	13,8481	33,5544	13,8105	22,282	13,7834	11,1149	13,7669
	B	58,2684	13,8963	46,2805	13,8486	34,5171	13,8110	22,9200	13,7838	11,4327	13,7674
	C	58,4120	13,8969	46,4033	13,8492	34,6138	13,8116	22,9866	13,7844	11,4667	13,7680
50 metros	A	55,9593	13,8175	44,3764	13,7575	33,0567	13,7100	21,9314	13,6756	10,9339	13,6548
	B	57,5655	13,8180	45,6441	13,7579	33,9975	13,7104	22,5538	13,6760	11,2437	13,6552
	C	57,7256	13,8186	45,7817	13,7585	34,1064	13,7110	22,6290	13,6766	11,2821	13,6558
60 metros	A	55,3116	13,7405	43,7905	13,6680	32,5790	13,6104	21,5950	13,5687	10,7605	13,5434
	B	56,8891	13,7410	45,0321	13,6684	33,4984	13,6109	22,2023	13,5691	11,0624	13,5438
	C	57,0650	13,7416	45,1842	13,6691	33,6190	13,6115	22,2859	13,5697	11,1052	13,5444
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5797	2,5050	126,4607	4,4993	126,4052	5,9996	126,3844	7,0014	126,3788	7,5027
	B	129,4212	2,5051	129,2899	4,4996	129,2245	5,9999	129,1967	7,0018	129,1875	7,5031
	C	125,1189	2,5050	124,9977	4,4993	124,9411	5,9996	124,9197	7,0014	124,9138	7,5026
25 metros	A	126,4006	6,0935	126,4229	10,9786	126,6362	14,6512	126,8703	17,1031	127,0145	18,3301
	B	129,2188	6,0939	129,2041	10,9792	129,3856	14,6519	129,5968	17,1038	129,7290	18,3308
	C	124,9360	6,0935	124,9564	10,9785	125,1706	14,6509	125,4063	17,1026	125,5517	18,3295
40 metros	A	126,3807	9,5153	126,8693	17,1573	127,6991	22,9065	128,4644	26,7475	128,9087	28,6704
	B	129,1730	9,5158	129,5941	17,1580	130,3645	22,9073	131,0865	26,7483	131,5082	28,6712
	C	124,9137	9,5152	125,4042	17,1568	126,2409	22,9056	127,0131	26,7462	127,4615	28,6689
50 metros	A	126,4442	11,7093	127,3947	21,1212	128,7902	28,2057	130,0274	32,9406	130,7338	35,3115
	B	129,2180	11,7099	130,0782	21,1220	131,3940	28,2065	132,5733	32,9413	133,2496	35,3122
	C	124,9764	11,7091	125,9329	21,1204	127,3407	28,2042	128,5893	32,9384	129,3025	35,3090
60 metros	A	126,5617	13,8368	128,0760	24,9666	130,1360	33,3482	131,9163	38,9519	132,9211	41,7583
	B	129,3162	13,8374	130,7162	24,9674	132,6752	33,3490	134,3829	38,9524	135,3501	41,7588
	C	125,0934	13,8365	126,6189	24,9654	128,6975	33,3460	130,4944	38,9488	131,5086	41,7548

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 56 – Caso 17

Caso 17											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226 \Omega$ ; $L_{carga} = 3,4055$ mH											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	21,5581	43,1244	17,2426	43,0683	12,9297	43,0246	8,6187	42,9935	4,3090	42,9748
	B	21,0786	43,1223	16,8590	43,0662	12,6420	43,0225	8,4269	42,9914	4,2131	42,9727
	C	21,6554	43,1232	17,3205	43,0670	12,9882	43,0234	8,6578	42,9922	4,3286	42,9735
25 metros	A	21,5067	42,5222	17,1960	42,3841	12,8916	42,2768	8,5918	42,2003	4,2951	42,1545
	B	21,0269	42,5200	16,8121	42,3819	12,6036	42,2747	8,3998	42,1982	4,1991	42,1523
	C	21,6053	42,5209	17,2751	42,3828	12,9510	42,2756	8,6315	42,1991	4,3150	42,1532
40 metros	A	21,4575	41,9385	17,1514	41,7212	12,8552	41,5525	8,5661	41,4323	4,2819	41,3603
	B	20,9773	41,9363	16,7672	41,7190	12,5669	41,5504	8,3739	41,4302	4,1858	41,3581
	C	21,5573	41,9372	17,2317	41,7199	12,9156	41,5512	8,6065	41,4310	4,3021	41,3590
50 metros	A	21,4258	41,5592	17,1228	41,2904	12,8318	41,0820	8,5497	40,9336	4,2734	40,8446
	B	20,9454	41,5570	16,7384	41,2882	12,5434	41,0799	8,3574	40,9314	4,1772	40,8424
	C	21,5265	41,5579	17,2038	41,2891	12,8928	41,0807	8,5905	40,9322	4,2938	40,8433
60 metros	A	21,3951	41,1875	17,0951	40,8685	12,8092	40,6213	8,5338	40,4452	4,2652	40,3397
	B	20,9144	41,1854	16,7104	40,8663	12,5206	40,6191	8,3413	40,4430	4,1690	40,3375
	C	21,4965	41,1862	17,1768	40,8672	12,8708	40,6199	8,5750	40,4439	4,2858	40,3384
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,8312	2,5238	126,9139	4,5288	127,0099	6,0343	127,0901	7,0384	127,1350	7,5404
	B	129,6807	2,5239	129,7574	4,5290	129,8481	6,0346	129,9245	7,0388	129,9674	7,5408
	C	125,3704	2,5238	125,4509	4,5288	125,5457	6,0343	125,6253	7,0384	125,6700	7,5403
25 metros	A	127,0223	6,2063	127,5522	11,1547	128,1516	14,8590	128,6453	17,3246	128,9199	18,5563
	B	129,8597	6,2066	130,3677	11,1553	130,9463	14,8597	131,4243	17,3254	131,6906	18,5570
	C	125,5578	6,2063	126,0861	11,1545	126,6865	14,8587	127,1820	17,3241	127,4579	18,5557
40 metros	A	127,3744	9,7914	128,7012	17,5887	130,1812	23,4165	131,3889	27,2919	132,0568	29,2266
	B	130,1963	9,7919	131,4779	17,5895	132,9146	23,4173	134,0895	27,2927	134,7399	29,2274
	C	125,9080	9,7913	127,2376	17,5882	128,7252	23,4155	129,9403	27,2905	130,6126	29,2250
50 metros	A	127,6914	12,1283	129,7221	21,7763	131,9679	28,9808	133,7882	33,7686	134,7905	36,1580
	B	130,5012	12,1289	132,4681	21,7771	134,6527	28,9816	136,4270	33,7693	137,4050	36,1586
	C	126,2247	12,1281	128,2631	21,7755	130,5225	28,9792	132,3551	33,7664	133,3644	36,1554
60 metros	A	128,0694	14,4229	130,9269	25,8837	134,0592	34,4342	136,5798	40,1129	137,9615	42,9458
	B	130,8657	14,4235	133,6388	25,8845	136,6907	34,4349	139,1517	40,1134	140,5021	42,9462
	C	126,6030	14,4226	129,4744	25,8825	132,6273	34,4318	135,1657	40,1097	136,5573	42,9420

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 57 – Caso 18

Caso 18											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $fp = 0,98$ indutivo; 100%; $R_{carga} = 3,1613$ $\Omega$ ; $L_{carga} = 1,7028$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	99,6687	8,3177	79,5523	8,3147	59,5579	8,3124	39,6546	8,3108	19,8121	8,3098
	B	103,1431	8,3182	82,3256	8,3153	61,6342	8,3130	41,0371	8,3113	20,5029	8,3103
	C	101,2108	8,3182	80,7844	8,3153	60,4810	8,3130	40,2696	8,3113	20,1195	8,3104
25 metros	A	97,2699	8,2872	77,3733	8,2799	57,7727	8,2741	38,3930	8,2700	19,1599	8,2675
	B	100,6625	8,2877	80,0722	8,2804	59,7881	8,2746	39,7324	8,2705	19,8284	8,2680
	C	98,7908	8,2877	78,5862	8,2804	58,6801	8,2746	38,9968	8,2705	19,4615	8,2680
40 metros	A	95,0012	8,2583	75,3139	8,2465	56,087	8,2373	37,2024	8,2306	18,5447	8,2266
	B	98,3162	8,2588	77,9425	8,2470	58,0447	8,2378	38,5011	8,2311	19,1921	8,2271
	C	96,5020	8,2588	76,5086	8,2471	56,9795	8,2378	37,7957	8,2311	18,8409	8,2271
50 metros	A	93,5559	8,2397	74,0027	8,2250	55,0144	8,2134	36,4453	8,2050	18,1536	8,2000
	B	96,8214	8,2402	76,5863	8,2255	56,9354	8,2139	37,7181	8,2055	18,7876	8,2005
	C	95,0438	8,2403	75,1857	8,2256	55,8974	8,2140	37,0320	8,2056	18,4464	8,2005
60 metros	A	92,1610	8,2218	72,7379	8,2041	53,9804	8,1902	35,7158	8,1801	17,7769	8,1739
	B	95,3787	8,2223	75,2782	8,2046	55,8659	8,1907	36,9636	8,1806	18,3980	8,1744
	C	93,6364	8,2223	73,9096	8,2047	54,8542	8,1907	36,2960	8,1806	18,0663	8,1745
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,3383	2,5097	126,0270	4,5147	125,8278	6,0270	125,7115	7,0388	125,6583	7,5456
	B	129,1774	2,5099	128,8517	4,5150	128,6412	6,0273	128,5169	7,0392	128,4596	7,5460
	C	124,8839	2,5097	124,5756	4,5147	124,3791	6,0269	124,2647	7,0387	124,2125	7,5455
25 metros	A	125,8137	6,1218	125,3733	11,0708	125,2458	14,8159	125,2563	17,3280	125,2901	18,5887
	B	128,6260	6,1221	128,1439	11,0714	127,9810	14,8166	127,9661	17,3287	127,9866	18,5895
	C	124,3649	6,1218	123,9352	11,0707	123,8180	14,8156	123,8365	17,3275	123,8745	18,5881
40 metros	A	125,4675	9,5846	125,2483	17,384	125,5683	23,3126	126,0061	27,3031	126,2908	29,3099
	B	128,2509	9,5851	127,9568	17,3847	128,2115	23,3134	128,6018	27,3039	128,8617	29,3107
	C	124,0256	9,5845	123,8282	17,3835	124,1697	23,3116	124,6241	27,3017	124,9177	29,3083
50 metros	A	125,3240	11,8145	125,4183	21,4661	126,2086	28,8248	127,0637	33,7886	127,5861	36,2881
	B	128,0870	11,8150	128,0819	21,4669	128,7848	28,8256	129,5766	33,7893	130,0661	36,2888
	C	123,8872	11,8143	124,0121	21,4653	124,8328	28,8232	125,7112	33,7864	126,2462	36,2855
60 metros	A	125,2425	13,9839	125,7646	25,4506	127,1380	34,2183	128,4932	40,1451	129,2960	43,1332
	B	127,9845	13,9846	128,3813	25,4514	129,6444	34,2190	130,9203	40,1456	131,6820	43,1336
	C	123,8113	13,9836	124,3736	25,4494	125,7870	34,2160	127,1727	40,1418	127,9917	43,1294

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3



Tabela 58 – Caso 19

Caso 19											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226 \Omega$ ; $L_{carga} = 3,4055$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (Irms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (Irms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (Irms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (Irms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (Irms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	50,7858	16,6561	40,5819	16,6531	30,4091	16,6509	20,2598	16,6492	10,1260	16,6483
	B	52,5225	16,6572	41,9697	16,6543	31,4491	16,6520	20,9526	16,6504	10,4723	16,6494
	C	51,5568	16,6572	41,1982	16,6543	30,8712	16,6520	20,5677	16,6504	10,2799	16,6494
25 metros	A	50,1573	16,6247	40,0108	16,6173	29,9410	16,6116	19,9288	16,6075	9,9549	16,6050
	B	51,8732	16,6258	41,3796	16,6185	30,9654	16,6127	20,6107	16,6086	10,2955	16,6062
	C	50,9229	16,6258	40,6222	16,6185	30,3990	16,6127	20,2339	16,6086	10,1073	16,6061
40 metros	A	49,5466	16,5941	39,456	16,5824	29,4865	16,5732	19,6075	16,5666	9,7888	16,5626
	B	51,2421	16,5953	40,8063	16,5835	30,4958	16,5743	20,2787	16,5677	10,1238	16,5637
	C	50,3069	16,5953	40,0626	16,5835	29,9406	16,5743	19,9098	16,5677	9,9398	16,5637
50 metros	A	49,1490	16,5742	39,0948	16,5595	29,1907	16,5480	19,3985	16,5397	9,6807	16,5347
	B	50,8312	16,5753	40,4332	16,5606	30,1901	16,5491	20,0628	16,5408	10,0122	16,5359
	C	49,9058	16,5753	39,6983	16,5606	29,6422	16,5491	19,6990	16,5408	9,8308	16,5358
60 metros	A	48,7587	16,5546	38,7404	16,5370	28,9005	16,5231	19,1936	16,5132	9,5748	16,5072
	B	50,4279	16,5557	40,0670	16,5381	29,8903	16,5243	19,8509	16,5143	9,9027	16,5083
	C	49,5121	16,5557	39,3409	16,5381	29,3496	16,5243	19,4923	16,5143	9,7240	16,5083
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5878	2,5286	126,4762	4,5443	126,4269	6,0619	126,4106	7,0761	126,4073	7,5836
	B	129,4347	2,5287	129,3151	4,5446	129,2591	6,0623	129,2379	7,0765	129,2321	7,5840
	C	125,1334	2,5286	125,0248	4,5443	124,9782	6,0619	124,9638	7,0760	124,9616	7,5836
25 metros	A	126,4227	6,2356	126,4789	11,2497	126,7286	15,0281	126,9927	17,5550	127,1538	18,8208
	B	129,2540	6,2359	129,2832	11,2503	129,5084	15,0288	129,7541	17,5557	129,9054	18,8216
	C	124,9742	6,2355	125,0416	11,2495	125,3020	15,0278	125,5742	17,5545	125,7396	18,8202
40 metros	A	126,4303	9,8646	127,0231	17,8263	127,9732	23,8397	128,8398	27,8686	129,3413	29,8891
	B	129,2427	9,8651	129,7822	17,8270	130,6825	23,8405	131,5116	27,8694	131,9932	29,8899
	C	124,9895	9,8645	125,6054	17,8258	126,5781	23,8386	127,4621	27,8671	127,9729	29,8874
50 metros	A	126,5246	12,2408	127,6605	22,1419	129,2724	29,6322	130,6915	34,6566	131,5004	37,1782
	B	129,3226	12,2414	130,3845	22,1427	131,9267	29,6330	133,2937	34,6573	134,0751	37,1788
	C	125,0897	12,2406	126,2585	22,1410	127,9026	29,6305	129,3463	34,6543	130,1682	37,1755
60 metros	A	126,6853	14,5823	128,4987	26,4022	130,9069	35,3584	132,9782	41,3732	134,1459	44,3939
	B	129,4677	14,5830	131,1841	26,4030	133,5013	35,3591	135,5052	41,3737	136,6376	44,3942
	C	125,2570	14,5820	127,1142	26,4009	129,5651	35,3560	131,6685	41,3698	132,8531	44,3899

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 59 – Caso 20

Caso 20											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 100%; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $L_{carga} = 1,7028$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	145,1237	5,7214	115,8254	5,7198	86,7096	5,7186	57,7306	5,7177	28,8426	5,7171
	B	149,9144	5,7218	119,6491	5,7202	89,5723	5,7189	59,6366	5,7180	29,7948	5,7175
	C	146,1376	5,7217	116,6352	5,7201	87,3163	5,7189	58,1347	5,7180	29,0445	5,7174
25 metros	A	141,5295	5,7048	112,5601	5,7008	84,0343	5,6977	55,8396	5,6955	27,8649	5,6941
	B	146,2045	5,7052	116,2787	5,7012	86,8108	5,6981	57,6847	5,6958	28,7857	5,6945
	C	142,5266	5,7051	113,3547	5,7011	84,6284	5,6980	56,2348	5,6958	28,0623	5,6944
40 metros	A	138,1283	5,6893	109,4721	5,683	81,506	5,678	54,0536	5,6744	26,9419	5,6723
	B	142,6937	5,6897	113,0912	5,6833	84,2010	5,6784	55,8412	5,6748	27,8330	5,6726
	C	139,1092	5,6896	110,2520	5,6833	82,0881	5,6783	54,4404	5,6747	27,1349	5,6726
50 metros	A	135,9604	5,6795	107,5048	5,6716	79,8962	5,6654	52,9171	5,6610	26,3548	5,6583
	B	140,4559	5,6799	111,0605	5,6720	82,5394	5,6658	54,6680	5,6613	27,2269	5,6586
	C	136,9309	5,6798	108,2753	5,6719	80,4707	5,6657	53,2984	5,6613	26,5449	5,6586
60 metros	A	133,8674	5,6701	105,6062	5,6607	78,3435	5,6533	51,8213	5,6479	25,7888	5,6447
	B	138,2953	5,6705	109,1007	5,6610	80,9366	5,6536	53,5369	5,6483	26,6427	5,6451
	C	134,8278	5,6704	106,3675	5,6610	78,9104	5,6536	52,1973	5,6482	25,9762	5,6450
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,0969	2,5145	125,5932	4,5302	125,2503	6,0546	125,0386	7,0765	124,9377	7,5889
	B	128,9335	2,5146	128,4134	4,5305	128,0576	6,0549	127,8369	7,0769	127,7314	7,5894
	C	124,6489	2,5145	124,1532	4,5302	123,8169	6,0546	123,6096	7,0765	123,5110	7,5889
25 metros	A	125,2264	6,1504	124,3233	11,1646	123,8552	14,9845	123,6426	17,5591	123,5660	18,8549
	B	128,0327	6,1507	127,0830	11,1652	126,5757	14,9852	126,3350	17,5598	126,2438	18,8557
	C	123,7932	6,1503	122,9134	11,1645	122,4649	14,9841	122,2663	17,5586	122,1971	18,8543
40 metros	A	124,5534	9,6549	123,6267	17,617	123,4382	23,7338	123,5502	27,8828	123,6764	29,9792
	B	127,3275	9,6554	126,3180	17,6177	126,0578	23,7346	126,1180	27,8836	126,2171	29,9799
	C	123,1361	9,6548	122,2506	17,6165	122,0981	23,7328	122,2363	27,8814	122,3762	29,9775
50 metros	A	124,2024	11,9217	123,4413	21,8231	123,6294	29,4725	124,1061	34,6825	124,4470	37,3214
	B	126,9540	11,9222	126,0837	21,8239	126,1762	29,4733	126,5837	34,6831	126,8885	37,3220
	C	122,7960	11,9215	122,0895	21,8222	122,3257	29,4708	122,8373	34,6801	123,1964	37,3186
60 metros	A	123,9215	14,1346	123,4532	25,9546	124,1456	35,1364	125,0825	41,4153	125,6877	44,6035
	B	126,6501	14,1352	126,0444	25,9554	126,6164	35,1371	127,4665	41,4158	128,0267	44,6038
	C	122,5264	14,1343	122,1266	25,9533	122,8797	35,1340	123,8604	41,4119	124,4883	44,5995

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

## APÊNDICE D – CASOS PARA CARGAS COM FATOR DE POTÊNCIA 0,98 CAPACITIVO

Neste Apêndice são obtidos os resultados das simulações dos casos do sistema de rede de distribuição da Figura 40, com geração fotovoltaica e as cargas das unidades consumidoras com fator de potência 0,98 capacitivo.

As grandezas analisadas para cada caso são as correntes das redes de distribuição e as tensões de fase dos barramentos. De acordo com os resultados obtidos pelo *software* PSIM, as tabelas 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66 e 67 fornecem os valores eficazes de tensão e corrente e suas taxas de *DHT*.

As Tabelas 60, 62, 64 e 66 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 0,50 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 21, 23, 25 e 27.

As Tabelas 61, 63, 65 e 67 fornecem os valores para potência gerada de 1, 0,75, 0,50 e 0,25 pu e potência de consumo de 1 pu, com variação das distâncias entre os barramentos, representando respectivamente os casos 22, 24, 26 e 28.

Tabela 60 – Caso 21

Caso 21											
Geração: 100%; $I_{inv,p} = 55,68$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226$ $\Omega$ ; $C_{carga} = 2,0661$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (I rms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (I rms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (I rms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (I rms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (I rms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	100,6339	6,8168	80,4152	6,7649	60,2585	6,7393	40,1473	6,7289	20,0662	6,7258
	B	103,7358	6,8171	82,8952	6,7653	62,1176	6,7397	41,3863	6,7293	20,6856	6,7262
	C	100,8119	6,8174	80,5599	6,7656	60,3684	6,7399	40,2212	6,7295	20,1034	6,7264
25 metros	A	99,2910	4,2681	79,2078	4,0853	59,2761	3,9930	39,4562	3,9553	19,7099	3,9442
	B	102,3768	4,2684	81,6727	4,0855	61,1227	3,9932	40,6863	3,9555	20,3246	3,9445
	C	99,5044	4,2685	79,3847	4,0857	59,4126	3,9934	39,5489	3,9557	19,7568	3,9446
40 metros	A	98,0838	3,1045	78,1158	2,8139	58,3841	2,6631	38,8269	2,6006	19,3849	2,5821
	B	101,1504	3,1048	80,5631	2,8141	60,2161	2,6633	40,0466	2,6008	19,9942	2,5823
	C	98,3307	3,1049	78,3232	2,8142	58,5455	2,6634	38,9373	2,6009	19,4409	2,5825
50 metros	A	97,3133	2,6755	77,4179	2,3293	57,8135	2,1463	38,4242	2,0695	19,1768	2,0467
	B	100,3669	2,6757	79,8533	2,3295	59,6358	2,1465	39,6369	2,0697	19,7826	2,0469
	C	97,5819	2,6758	77,6450	2,3296	57,9911	2,1466	38,5460	2,0698	19,2388	2,0471
60 metros	A	96,5613	2,3811	76,7367	1,9911	57,2566	1,7814	38,0312	1,6922	18,9738	1,6656
	B	99,6021	2,3812	79,1605	1,9913	59,0692	1,7816	39,2371	1,6924	19,5760	1,6658
	C	96,8513	2,3813	76,9833	1,9914	57,4501	1,7817	38,1643	1,6926	19,0416	1,6660
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (V rms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (V rms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (V rms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (V rms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (V rms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0651	2,0488	127,5368	3,6582	127,9116	4,8491	128,1713	5,6357	128,3040	6,0269
	B	129,9242	2,0490	130,4029	3,6584	130,7825	4,8494	131,0450	5,6361	131,1791	6,0273
	C	125,6044	2,0488	126,0710	3,6582	126,4421	4,8491	126,6993	5,6357	126,8308	6,0269
25 metros	A	127,8613	3,1513	129,0106	5,4842	129,9099	7,1337	130,5246	8,1891	130,8361	8,7043
	B	130,7350	3,1516	131,9020	5,4846	132,8135	7,1342	133,4360	8,1896	133,7513	8,7048
	C	126,3894	3,1513	127,5248	5,4842	128,4136	7,1337	129,0215	8,1891	129,3296	8,7043
40 metros	A	128,6224	3,6042	130,3855	6,0586	131,7354	7,6714	132,6424	8,646	133,0971	9,1048
	B	131,5115	3,6045	133,3044	6,0590	134,6758	7,6719	135,5970	8,6466	136,0588	9,1054
	C	127,1408	3,6042	128,8823	6,0587	130,2160	7,6714	131,1123	8,6461	131,5616	9,1049
50 metros	A	129,1183	3,8386	131,2745	6,2976	132,9071	7,8164	133,9944	8,6850	134,5365	9,0784
	B	132,0179	3,8389	134,2122	6,2981	135,8728	7,8169	136,9789	8,6855	137,5303	9,0790
	C	127,6309	3,8386	129,7609	6,2977	131,3738	7,8164	132,4481	8,6850	132,9837	9,0784
60 metros	A	129,6067	4,0534	132,1468	6,4947	134,0530	7,9001	135,3139	8,6483	135,9398	8,9687
	B	132,5167	4,0537	135,1034	6,4952	137,0443	7,9006	138,3285	8,6489	138,9662	8,9694
	C	128,1138	4,0534	130,6233	6,4948	132,5069	7,9001	133,7527	8,6484	134,3712	8,9688

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 61 – Caso 22

Caso 22											
Geração: 100%; $I_{inv,p} = 55,68$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 100% ; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $C_{carga} = 4,1322$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	39,7636	12,5494	31,7999	12,1633	23,8465	11,9631	15,8971	11,8754	7,9486	11,8451
	B	39,0954	12,5423	31,2629	12,1564	23,4425	11,9563	15,6272	11,8686	7,8135	11,8384
	C	40,4229	12,5464	32,3251	12,1604	24,2392	11,9603	16,1583	11,8726	8,0790	11,8424
25 metros	A	39,5923	6,6699	31,6665	5,7750	23,7495	5,2985	15,8342	5,0931	7,9177	5,0277
	B	38,8913	6,6646	31,1002	5,7698	23,3218	5,2934	15,5476	5,0880	7,7740	5,0226
	C	40,2245	6,6681	32,1668	5,7734	24,1216	5,2971	16,0806	5,0918	8,0404	5,0265
40 metros	A	39,6022	4,8731	31,6833	3,7458	23,7673	3,126	15,8482	2,8525	7,9253	2,7665
	B	38,8707	4,8680	31,0896	3,7404	23,3171	3,1203	15,5458	2,8466	7,7734	2,7605
	C	40,2047	4,8719	32,1565	3,7450	24,1169	3,1256	16,0788	2,8524	8,0398	2,7665
50 metros	A	39,6230	4,2187	31,7062	3,0277	23,7879	2,3682	15,8635	2,0725	7,9334	1,9792
	B	38,8721	4,2136	31,0950	3,0220	23,3234	2,3619	15,5509	2,0657	7,7762	1,9722
	C	40,2060	4,2180	32,1615	3,0276	24,1228	2,3689	16,0836	2,0737	8,0425	1,9806
60 metros	A	39,6467	3,7467	31,7313	2,5312	23,8101	1,8614	15,8797	1,5573	7,9419	1,4607
	B	38,8771	3,7416	31,1032	2,5254	23,3318	1,8545	15,5574	1,5496	7,7797	1,4527
	C	40,2106	3,7466	32,1691	2,5321	24,1305	1,8636	16,0896	1,5604	8,0457	1,4644
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5916	1,4710	126,6656	2,6012	126,7309	3,4240	126,7788	3,9616	126,8039	4,2273
	B	129,4513	1,4712	129,5332	2,6014	129,6041	3,4243	129,6557	3,9619	129,6826	4,2277
	C	125,1487	1,4710	125,2316	2,6012	125,3035	3,4240	125,3557	3,9617	125,3830	4,2274
25 metros	A	126,6796	1,9549	126,8298	3,2534	126,9490	4,0808	127,0296	4,5658	127,0698	4,7891
	B	129,5556	1,9550	129,7264	3,2537	129,8610	4,0811	129,9517	4,5662	129,9970	4,7895
	C	125,2539	1,9549	125,4264	3,2534	125,5624	4,0808	125,6542	4,5659	125,7000	4,7892
40 metros	A	126,7596	2,285	126,9726	3,5851	127,1303	4,2655	127,2307	4,5825	127,279	4,7007
	B	129,6519	2,2852	129,8986	3,5854	130,0816	4,2658	130,1989	4,5829	130,2557	4,7011
	C	125,3516	2,2850	125,6014	3,5852	125,7867	4,2655	125,9057	4,5826	125,9633	4,7008
50 metros	A	126,8094	2,4726	127,0604	3,7569	127,2409	4,3382	127,3534	4,5500	127,4068	4,6041
	B	129,7126	2,4728	130,0060	3,7572	130,2184	4,3386	130,3523	4,5503	130,4164	4,6044
	C	125,4135	2,4726	125,7110	3,7570	125,9267	4,3383	126,0628	4,5501	126,1281	4,6042
60 metros	A	126,8562	2,6350	127,1425	3,8954	127,3445	4,3868	127,4691	4,5105	127,5281	4,5134
	B	129,7703	2,6352	130,1076	3,8957	130,3480	4,3872	130,4984	4,5109	130,5704	4,5138
	C	125,4725	2,6350	125,8152	3,8954	126,0600	4,3869	126,2134	4,5106	126,2869	4,5135

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 62 – Caso 23

Caso 23											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226$ $\Omega$ ; $C_{carga} = 2,0661$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	54,0144	12,7110	43,1625	12,6130	32,3445	12,5641	21,5504	12,5439	10,7715	12,5377
	B	55,8567	12,7110	44,6354	12,6131	33,4485	12,5642	22,2860	12,5440	11,1392	12,5379
	C	54,7368	12,7128	43,7419	12,6148	32,7799	12,5659	21,8411	12,5458	10,9170	12,5396
25 metros	A	53,1630	7,9493	42,4129	7,6067	31,7437	7,4332	21,1320	7,3619	10,5571	7,3406
	B	55,0000	7,9494	43,8800	7,6067	32,8427	7,4333	21,8639	7,3619	10,9228	7,3407
	C	53,9122	7,9505	43,0164	7,6078	32,1988	7,4344	21,4366	7,3630	10,7097	7,3418
40 metros	A	52,5192	5,7754	41,8365	5,2323	31,2763	4,9502	20,8038	4,8327	10,388	4,7977
	B	54,3432	5,7753	43,2916	5,2323	32,3651	4,9501	21,5285	4,8326	10,7500	4,7976
	C	53,2906	5,7762	42,4601	5,2331	31,7478	4,9510	21,1200	4,8335	10,5466	4,7985
50 metros	A	52,1308	4,9732	41,4872	4,3273	30,9920	3,9855	20,6038	3,8416	10,2848	3,7986
	B	53,9449	4,9731	42,9331	4,3272	32,0732	3,9854	21,3230	3,8415	10,6440	3,7985
	C	52,9158	4,9739	42,1231	4,3280	31,4735	3,9862	20,9269	3,8423	10,4471	3,7994
60 metros	A	51,7593	4,4224	41,1526	3,6956	30,7196	3,3045	20,4119	3,1377	10,1859	3,0877
	B	53,5631	4,4223	42,5890	3,6955	31,7928	3,3044	21,1255	3,1376	10,5420	3,0876
	C	52,5573	4,4231	41,8003	3,6962	31,2107	3,3052	20,7418	3,1385	10,3516	3,0885
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,8228	2,0526	127,1011	3,6705	127,3312	4,8709	127,4945	5,6653	127,5791	6,0608
	B	129,6794	2,0528	129,9627	3,6708	130,1960	4,8712	130,3612	5,6656	130,4467	6,0611
	C	125,3686	2,0526	125,6469	3,6705	125,8771	4,8709	126,0406	5,6653	126,1252	6,0608
25 metros	A	127,2591	3,1661	127,9292	5,5303	128,4708	7,2133	128,8481	8,2955	129,0412	8,8252
	B	130,1264	3,1664	130,8090	5,5307	131,3590	7,2138	131,7415	8,2960	131,9371	8,8258
	C	125,8030	3,1661	126,4717	5,5303	127,0123	7,2133	127,3891	8,2955	127,5819	8,8252
40 metros	A	127,67	3,6309	128,6767	6,1387	129,4629	7,8057	129,996	8,8218	130,2643	9,3028
	B	130,5489	3,6311	131,5772	6,1391	132,3788	7,8062	132,9219	8,8224	133,1951	9,3034
	C	126,2133	3,6309	127,2182	6,1387	128,0030	7,8057	128,5352	8,8219	128,8031	9,3028
50 metros	A	127,9368	3,8738	129,1559	6,4004	130,0906	7,9852	130,7150	8,9026	131,0263	9,3215
	B	130,8237	3,8741	132,0706	6,4009	133,0257	7,9857	133,6636	8,9032	133,9817	9,3222
	C	126,4803	3,8738	127,6975	6,4005	128,6309	7,9852	129,2545	8,9027	129,5654	9,3216
60 metros	A	128,1995	4,0976	129,6248	6,6206	130,7014	8,1022	131,4121	8,9049	131,7637	9,2529
	B	131,0943	4,0979	132,5539	6,6210	133,6560	8,1027	134,3838	8,9055	134,7440	9,2535
	C	126,7432	4,0976	128,1670	6,6206	129,2426	8,1022	129,9527	8,9050	130,3040	9,2530

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 63 – Caso 24

Caso 24											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $fp = 0,98$ capacitivo; 100% ; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $C_{carga} = 4,1322$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	60,6497	8,3406	48,4518	8,0945	36,3013	7,9692	24,1838	7,9164	12,0869	7,8997
	B	59,3446	8,3380	47,4087	8,0919	35,5196	7,9666	23,6629	7,9139	11,8266	7,8971
	C	58,6768	8,3371	46,8748	8,0910	35,1194	7,9658	23,3962	7,9131	11,6932	7,8963
25 metros	A	59,7312	4,4946	47,6318	3,9042	35,6377	3,5910	23,7185	3,4579	11,8474	3,4172
	B	58,4384	4,4918	46,6001	3,9012	34,8655	3,5879	23,2045	3,4548	11,5907	3,4140
	C	57,7764	4,4922	46,0716	3,9020	34,4697	3,5889	22,9409	3,4559	11,4590	3,4152
40 metros	A	58,9661	3,3282	46,9422	2,5717	35,0761	2,155	23,3231	1,9722	11,6435	1,916
	B	57,6864	3,3248	45,9225	2,5677	34,3137	2,1504	22,8160	1,9672	11,3903	1,9109
	C	57,0336	3,3262	45,4024	2,5699	33,9249	2,1533	22,5574	1,9707	11,2612	1,9145
50 metros	A	58,4844	2,9066	46,5078	2,0999	34,7222	1,6513	23,0741	1,4506	11,5150	1,3884
	B	57,2130	2,9027	45,4957	2,0950	33,9661	1,6453	22,5713	1,4439	11,2641	1,3814
	C	56,5666	2,9047	44,9814	2,0983	33,5821	1,6500	22,3162	1,4495	11,1368	1,3874
60 metros	A	58,0193	2,6036	46,0883	1,7732	34,3808	1,3129	22,8339	1,1039	11,3912	1,0385
	B	56,7559	2,5994	45,0835	1,7676	33,6306	1,3055	22,3353	1,0952	11,1424	1,0292
	C	56,1159	2,6020	44,5751	1,7721	33,2515	1,3122	22,0836	1,1036	11,0169	1,0384
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,3495	1,4738	126,2304	2,6101	126,1513	3,4396	126,1031	3,9827	126,0803	4,2514
	B	129,2065	1,4740	129,0932	2,6103	129,0181	3,4399	128,9725	3,9830	128,9509	4,2518
	C	124,9128	1,4738	124,8076	2,6101	124,7388	3,4396	124,6974	3,9827	124,6780	4,2515
25 metros	A	126,0874	1,9640	125,7673	3,2807	125,5359	4,1264	125,3838	4,6254	125,3079	4,8561
	B	128,9565	1,9642	128,6515	3,2809	128,4311	4,1267	128,2862	4,6258	128,2140	4,8564
	C	124,6765	1,9640	124,3905	3,2807	124,1847	4,1265	124,0495	4,6255	123,9821	4,8561
40 metros	A	125,8321	2,3017	125,3114	3,6323	124,9237	4,3404	124,6627	4,6763	124,5309	4,8038
	B	128,7131	2,3019	128,2168	3,6326	127,8472	4,3407	127,5983	4,6767	127,4725	4,8042
	C	124,4467	2,3017	123,9806	3,6324	123,6336	4,3404	123,3998	4,6764	123,2817	4,8039
50 metros	A	125,6661	2,4950	125,0151	3,8180	124,5263	4,4322	124,1958	4,6650	124,0287	4,7287
	B	128,5549	2,4952	127,9343	3,8183	127,4682	4,4326	127,1528	4,6653	126,9933	4,7291
	C	124,2975	2,4950	123,7144	3,8181	123,2765	4,4323	122,9799	4,6651	122,8298	4,7288
60 metros	A	125,5032	2,6632	124,7245	3,9704	124,1378	4,4995	123,7410	4,6456	123,5406	4,6582
	B	128,3995	2,6635	127,6573	3,9708	127,0976	4,4999	126,7189	4,6460	126,5276	4,6586
	C	124,1510	2,6633	123,4535	3,9705	122,9276	4,4996	122,5715	4,6457	122,3915	4,6583

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 64 – Caso 25

Caso 25											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $fp = 0,98$ capacitivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226 \Omega$ ; $C_{carga} = 2,0661$ mH											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	20,9075	35,0885	16,7110	34,7824	12,5275	34,6200	8,3500	34,5448	4,1747	34,5160
	B	20,5897	35,0719	16,4559	34,7661	12,3358	34,6039	8,2220	34,5288	4,1107	34,5002
	C	21,2246	35,0813	16,9643	34,7753	12,7173	34,6130	8,4764	34,5378	4,2379	34,5091
25 metros	A	20,1944	21,7032	16,1253	20,7149	12,0831	20,2026	8,0526	19,9804	4,0259	19,9058
	B	19,8603	21,6926	15,8565	20,7049	11,8807	20,1928	7,9174	19,9708	3,9582	19,8962
	C	20,5157	21,6988	16,3815	20,7108	12,2747	20,1986	8,1800	19,9766	4,0895	19,9020
40 metros	A	19,9846	15,598	15,9561	14,0744	11,9564	13,2737	7,9684	12,9296	3,984	12,8187
	B	19,6405	15,5899	15,6785	14,0669	11,7470	13,2667	7,8284	12,9227	3,9138	12,8118
	C	20,3022	15,5949	16,2084	14,0716	12,1446	13,2712	8,0934	12,9273	4,0463	12,8164
50 metros	A	19,9288	13,3364	15,9129	11,5462	11,9250	10,5929	7,9480	10,1819	3,9739	10,0511
	B	19,5789	13,3292	15,6302	11,5397	11,7116	10,5868	7,8051	10,1759	3,9023	10,0452
	C	20,2424	13,3338	16,1615	11,5440	12,1101	10,5910	8,0707	10,1801	4,0350	10,0494
60 metros	A	19,8987	11,7765	15,8911	9,7823	11,9100	8,7065	7,9385	8,2397	3,9693	8,0922
	B	19,5434	11,7698	15,6035	9,7764	11,6926	8,7010	7,7928	8,2343	3,8962	8,0869
	C	20,2079	11,7743	16,1356	9,7805	12,0916	8,7050	8,0588	8,2384	4,0291	8,0910
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,5775	2,0566	126,6600	3,6833	126,7436	4,8935	126,8095	5,6959	126,8455	6,0959
	B	129,4314	2,0568	129,5168	3,6836	129,6020	4,8938	129,6687	5,6963	129,7050	6,0963
	C	125,1296	2,0567	125,2172	3,6833	125,3047	4,8935	125,3733	5,6959	125,4106	6,0959
25 metros	A	126,6566	3,1811	126,8472	5,5772	127,0313	7,2948	127,1713	8,4046	127,2461	8,9496
	B	129,5174	3,1813	129,7152	5,5776	129,9036	7,2953	130,0461	8,4052	130,1220	8,9502
	C	125,2161	3,1811	125,4178	5,5772	125,6102	7,2948	125,7558	8,4047	125,8334	8,9496
40 metros	A	126,7167	3,658	126,9668	6,221	127,1896	7,9449	127,349	9,0051	127,431	9,5097
	B	129,5851	3,6583	129,8481	6,2214	130,0797	7,9454	130,2447	9,0057	130,3295	9,5103
	C	125,2845	3,6580	125,5522	6,2210	125,7881	7,9449	125,9562	9,0051	126,0426	9,5097
50 metros	A	126,7541	3,9097	127,0356	6,5068	127,2727	8,1616	127,4347	9,1317	127,5155	9,5783
	B	129,6277	3,9100	129,9262	6,5072	130,1754	8,1621	130,3453	9,1323	130,4301	9,5789
	C	125,3277	3,9097	125,6313	6,5068	125,8849	8,1617	126,0579	9,1318	126,1442	9,5784
60 metros	A	126,7906	4,1428	127,1006	6,7515	127,3480	8,3152	127,5090	9,1774	127,5867	9,5559
	B	129,6694	4,1431	130,0006	6,7520	130,2634	8,3157	130,4348	9,1780	130,5177	9,5566
	C	125,3700	4,1428	125,7068	6,7516	125,9742	8,3152	126,1485	9,1775	126,2328	9,5561

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3



Tabela 65 – Caso 26

Caso 26											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 100% ; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $C_{carga} = 4,1322$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	102,0981	4,9074	81,5179	4,7659	61,0461	4,6946	40,6540	4,6653	20,3140	4,6565
	B	101,8849	4,9066	81,3496	4,7650	60,9212	4,6938	40,5713	4,6644	20,2729	4,6556
	C	98,9928	4,9060	79,0388	4,7644	59,1897	4,6932	39,4178	4,6639	19,6964	4,6551
25 metros	A	99,9592	2,6642	79,5836	2,3183	59,4664	2,1353	39,5397	2,0582	19,7387	2,0351
	B	99,7757	2,6627	79,4422	2,3167	59,3635	2,1335	39,4726	2,0563	19,7056	2,0333
	C	96,9218	2,6630	77,1663	2,3171	57,6607	2,1341	38,3394	2,0570	19,1396	2,0339
40 metros	A	97,9829	1,9874	77,7927	1,5403	58,0023	1,2939	38,5065	1,1862	19,205	1,1536
	B	97,8261	1,9853	77,6755	1,5376	57,9191	1,2906	38,4533	1,1826	19,1790	1,1498
	C	95,0135	1,9861	75,4372	1,5389	56,2472	1,2924	37,3420	1,1846	18,6244	1,1520
50 metros	A	96,7201	1,7442	76,6488	1,2651	57,0676	0,9982	37,8472	0,8791	18,8646	0,8426
	B	96,5796	1,7416	76,5463	1,2615	56,9963	0,9935	37,8024	0,8737	18,8430	0,8369
	C	93,7944	1,7428	74,3329	1,2636	55,3450	0,9965	36,7056	0,8772	18,2958	0,8407
60 metros	A	95,4959	1,5701	75,5403	1,0747	56,1624	0,7995	37,2091	0,6747	18,5353	0,6361
	B	95,3708	1,5670	75,4516	1,0702	56,1023	0,7932	37,1720	0,6671	18,5176	0,6278
	C	92,6125	1,5687	73,2628	1,0731	54,4711	0,7975	36,0896	0,6726	17,9779	0,6339
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,1073	1,4766	125,7951	2,6190	125,5716	3,4554	125,4273	4,0040	125,3566	4,2758
	B	128,9617	1,4768	128,6531	2,6192	128,4320	3,4556	128,2892	4,0043	128,2191	4,2761
	C	124,6769	1,4766	124,3835	2,6191	124,1740	3,4554	124,0390	4,0040	123,9729	4,2758
25 metros	A	125,4949	1,9732	124,7044	3,3084	124,1224	4,1731	123,7376	4,6866	123,5457	4,9249
	B	128,3570	1,9734	127,5758	3,3087	127,0005	4,1734	126,6199	4,6869	126,4302	4,9253
	C	124,0987	1,9732	123,3539	3,3085	122,8061	4,1732	122,4439	4,6866	122,2633	4,9250
40 metros	A	124,904	2,3187	123,6494	3,6808	122,7163	4,418	122,094	4,7741	121,7822	4,9116
	B	127,7732	2,3189	126,5334	3,6811	125,6109	4,4183	124,9957	4,7745	124,6874	4,9120
	C	123,5408	2,3187	122,3581	3,6809	121,4787	4,4180	120,8920	4,7742	120,5981	4,9117
50 metros	A	124,5220	2,5177	122,9687	3,8812	121,8105	4,5305	121,0372	4,7860	120,6496	4,8604
	B	127,3957	2,5179	125,8603	3,8815	124,7153	4,5308	123,9506	4,7864	123,5673	4,8608
	C	123,1800	2,5178	121,7154	3,8812	120,6235	4,5306	119,8942	4,7861	119,5286	4,8605
60 metros	A	124,1489	2,6921	122,3050	4,0485	120,9295	4,6182	120,0116	4,7892	119,5519	4,8128
	B	127,0269	2,6923	125,2039	4,0489	123,8437	4,6186	122,9358	4,7896	122,4811	4,8132
	C	122,8276	2,6921	121,0887	4,0486	119,7916	4,6183	118,9258	4,7893	118,4922	4,8129

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 66 – Caso 27

Caso 27											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226$ $\Omega$ ; $C_{carga} = 2,0661$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{IRD01}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{IRD12}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{IRD23}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{IRD34}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{IRD45}$ (%)
10 metros	A	51,8080	13,6231	41,4013	13,5177	31,0258	13,4649	20,6724	13,4430	10,3328	13,4363
	B	51,6969	13,6225	41,3128	13,5170	30,9598	13,4642	20,6285	13,4423	10,3109	13,4356
	C	50,2607	13,6201	40,1646	13,5146	30,0991	13,4618	20,0549	13,4399	10,0242	13,4331
25 metros	A	50,9950	8,5170	40,6872	8,1492	30,4547	7,9629	20,2752	7,8861	10,1294	7,8631
	B	50,8911	8,5163	40,6054	8,1485	30,3942	7,9622	20,2352	7,8854	10,1096	7,8624
	C	49,4545	8,5148	39,4574	8,1472	29,5340	7,9609	19,6621	7,8841	9,8231	7,8611
40 metros	A	50,3935	6,1862	40,149	5,604	30,0184	5,3014	19,969	5,1753	9,9717	5,1376
	B	50,2969	6,1853	40,0739	5,6031	29,9633	5,3005	19,9329	5,1744	9,9538	5,1368
	C	48,8672	6,1845	38,9323	5,6024	29,1085	5,2999	19,3636	5,1738	9,6694	5,1362
50 metros	A	50,0317	5,3263	39,8232	4,6341	29,7532	4,2679	19,7823	4,1135	9,8754	4,0673
	B	49,9398	5,3253	39,7525	4,6331	29,7017	4,2668	19,7487	4,1125	9,8588	4,0663
	C	48,5161	5,3247	38,6164	4,6327	28,8514	4,2665	19,1826	4,1122	9,5761	4,0660
60 metros	A	49,6850	4,7360	39,5105	3,9574	29,4983	3,5385	19,6026	3,3598	9,7827	3,3062
	B	49,5978	4,7349	39,4439	3,9562	29,4502	3,5372	19,5714	3,3585	9,7674	3,3049
	C	48,1804	4,7345	38,3137	3,9560	28,6047	3,5372	19,0088	3,3586	9,4864	3,3049
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,3336	2,0606	126,2215	3,6960	126,1595	4,9160	126,1285	5,7265	126,1161	6,1310
	B	129,1849	2,0607	129,0735	3,6963	129,0115	4,9163	128,9803	5,7269	128,9677	6,1313
	C	124,8921	2,0606	124,7901	3,6960	124,7358	4,9160	124,7100	5,7265	124,7002	6,1310
25 metros	A	126,0538	3,1962	125,7649	5,6249	125,5914	7,3781	125,4942	8,5168	125,4508	9,0776
	B	128,9078	3,1964	128,6206	5,6253	128,4474	7,3786	128,3498	8,5174	128,3061	9,0782
	C	124,6287	3,1962	124,3631	5,6250	124,2072	7,3782	124,1217	8,5168	124,0841	9,0776
40 metros	A	125,7627	3,6855	125,2559	6,3055	124,9153	8,0892	124,7013	9,1963	124,5973	9,7261
	B	128,6201	3,6858	128,1172	6,3060	127,7785	8,0898	127,5655	9,1969	127,4619	9,7268
	C	124,3545	3,6856	123,8843	6,3056	123,5711	8,0893	123,3753	9,1963	123,2803	9,7262
50 metros	A	125,5702	3,9463	124,9138	6,6169	124,4535	8,3462	124,1535	9,3731	124,0041	9,8498
	B	128,4298	3,9466	127,7790	6,6173	127,3220	8,3468	127,0240	9,3737	126,8755	9,8505
	C	124,1733	3,9463	123,5624	6,6169	123,1360	8,3463	122,8584	9,3732	122,7202	9,8499
60 metros	A	125,3801	4,1891	124,5744	6,8879	123,9928	8,5399	123,6048	9,4674	123,4089	9,8798
	B	128,2419	4,1894	127,4434	6,8884	126,8666	8,5405	126,4816	9,4680	126,2873	9,8805
	C	123,9943	4,1892	123,2428	6,8880	122,7016	8,5400	122,3403	9,4675	122,1578	9,8800

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 67 – Caso 28

Caso 28											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ capacitivo; 100%; $R_{carga} = 3,1613 \Omega$ ; $C_{carga} = 4,1322$ mH											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	147,7056	3,3750	117,9119	3,2783	88,2876	3,2298	58,7891	3,2099	29,3739	3,2041
	B	148,6772	3,3745	118,6932	3,2778	88,8759	3,2292	59,1824	3,2094	29,5708	3,2036
	C	143,8904	3,3742	114,8695	3,2775	86,0116	3,2290	57,2744	3,2092	28,6173	3,2033
25 metros	A	144,3500	1,8363	114,8702	1,5987	85,7994	1,4731	57,0322	1,4204	28,4660	1,4047
	B	145,3724	1,8352	115,6975	1,5975	86,4252	1,4718	57,4519	1,4189	28,6767	1,4032
	C	140,6641	1,8354	111,9455	1,5978	83,6197	1,4722	55,5856	1,4194	27,7447	1,4037
40 metros	A	141,1915	1,3729	112,0061	1,0652	83,4565	0,8956	55,3781	0,8216	27,6115	0,7993
	B	142,2583	1,3712	112,8735	1,0629	84,1150	0,8928	55,8209	0,8185	27,8340	0,7960
	C	137,6305	1,3718	109,1949	1,0638	81,3698	0,8940	53,9973	0,8199	26,9242	0,7976
50 metros	A	139,1683	1,2068	110,1726	0,8766	81,9576	0,6928	54,3205	0,6109	27,0653	0,5859
	B	140,2617	1,2046	111,0639	0,8735	82,6355	0,6886	54,7769	0,6060	27,2948	0,5808
	C	135,6869	1,2055	107,4336	0,8750	79,9301	0,6907	52,9815	0,6085	26,3996	0,5834
60 metros	A	137,2060	1,0881	108,3951	0,7465	80,5053	0,5568	53,2963	0,4711	26,5365	0,4447
	B	138,3238	1,0854	109,3083	0,7423	81,2010	0,5509	53,7651	0,4638	26,7724	0,4368
	C	133,8012	1,0866	105,7256	0,7444	78,5347	0,5540	51,9975	0,4677	25,8916	0,4411
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	125,8651	1,4794	125,3598	2,6281	124,9918	3,4713	124,7515	4,0255	124,6328	4,3005
	B	128,7167	1,4796	128,2128	2,6283	127,8456	3,4716	127,6057	4,0258	127,4871	4,3008
	C	124,4408	1,4795	123,9593	2,6281	123,6090	3,4713	123,3804	4,0256	123,2676	4,3005
25 metros	A	124,9022	1,9825	123,6411	3,3367	122,7085	4,2209	122,0910	4,7494	121,7832	4,9958
	B	127,7570	1,9827	126,4994	3,3370	125,5690	4,2212	124,9527	4,7497	124,6454	4,9961
	C	123,5204	1,9825	122,3166	3,3367	121,4267	4,2209	120,8375	4,7494	120,5437	4,9958
40 metros	A	123,9752	2,3359	121,9865	3,7307	120,508	4,4984	119,5245	4,8762	119,0329	5,0244
	B	126,8324	2,3361	124,8484	3,7310	123,3728	4,4988	122,3911	4,8766	121,9003	5,0248
	C	122,6338	2,3359	120,7341	3,7307	119,3218	4,4985	118,3823	4,8763	117,9126	5,0245
50 metros	A	123,3770	2,5409	120,9210	3,9465	119,0936	4,6333	117,8776	4,9136	117,2697	4,9998
	B	126,2351	2,5412	123,7841	3,9468	121,9597	4,6336	120,7456	4,9140	120,1385	5,0002
	C	122,0611	2,5410	119,7141	3,9466	117,9678	4,6334	116,8057	4,9137	116,2246	4,9999
60 metros	A	122,7936	2,7216	119,8839	4,1299	117,7198	4,7435	116,2810	4,9421	115,5623	4,9781
	B	125,6524	2,7219	122,7476	4,1302	120,5863	4,7439	119,1490	4,9424	118,4310	4,9785
	C	121,5022	2,7217	118,7208	4,1299	116,6520	4,7436	115,2763	4,9422	114,5892	4,9782

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

## APÊNDICE E – CASOS PARA GERAÇÃO DE CORRENTE NOMINAL COM $DHT_i$ DE 0,50%

Neste Apêndice são obtidos os resultados das simulações dos casos de geração de corrente com  $DHT_i$  de 0,50%.

A grandezas analisadas para cada caso são as correntes das redes de distribuição e as tensões de fase dos barramentos. De acordo com os resultados obtidos pelo *software* PSIM, as tabelas 68, 69 e 70 fornecem os valores eficazes de tensão e corrente e suas taxas de  $DHT$ .

A Tabela 68 fornece o valor de potência gerada de 0,25 pu e potência de consumo igual a zero, com variação das distâncias entre os barramentos, representando o caso 4 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  de 0,50% .

A Tabela 69 fornece o valor de potência gerada de 0,50 pu e potência de consumo de 0,50 pu para cargas com fator de potência unitário, apresentando variação das distâncias entre os barramentos. Portanto, representa o caso 9 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  de 0,50% .

A Tabela 70 fornece o valor de potência gerada de 0,75 pu e potência de consumo de 0,50 pu para cargas com fator de potência 0,98 indutivo, apresentando variação das distâncias entre os barramentos. Portanto, representa o caso 15 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  de 0,50% .

Tabela 68 – Caso 4 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  igual a 0,50%

Caso 4											
Geração: 25%; $I_{inv,p} = 13,92$ A											
Carga: 0% ; $R_{carga} = 1M\Omega$ ; $L_{carga} = 0H$											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ ( <i>lrms</i> )	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	49,0411	2,0178	39,2331	2,0178	29,4249	2,0178	19,6167	2,0178	9,8084	2,0178
	B	50,1421	2,0180	40,1136	2,0180	30,0852	2,0180	20,0568	2,0180	10,0284	2,0180
	C	48,4739	2,0179	38,7790	2,0179	29,0842	2,0179	19,3894	2,0179	9,6947	2,0179
25 metros	A	49,0439	2,0178	39,2356	2,0178	29,4270	2,0178	19,6182	2,0178	9,8091	2,0178
	B	50,1411	2,0180	40,1128	2,0180	30,0845	2,0180	20,0563	2,0180	10,0281	2,0180
	C	48,4721	2,0179	38,7773	2,0179	29,0828	2,0179	19,3884	2,0179	9,6942	2,0179
40 metros	A	49,0467	2,0178	39,2382	2,0178	29,4291	2,0178	19,6196	2,0178	9,8099	2,0178
	B	50,1402	2,0180	40,1119	2,0180	30,0838	2,0180	20,0558	2,0180	10,0279	2,0180
	C	48,4702	2,0179	38,7756	2,0179	29,0814	2,0179	19,3875	2,0179	9,6937	2,0179
50 metros	A	49,0485	2,0178	39,2398	2,0178	29,4305	2,0178	19,6206	2,0178	9,8104	2,0178
	B	50,1395	2,0180	40,1113	2,0180	30,0833	2,0180	20,0554	2,0180	10,0277	2,0180
	C	48,4689	2,0179	38,7745	2,0179	29,0805	2,0179	19,3868	2,0179	9,6934	2,0179
60 metros	A	49,0503	2,0178	39,2415	2,0178	29,4318	2,0178	19,6216	2,0178	9,8109	2,0178
	B	50,1389	2,0180	40,1107	2,0180	30,0828	2,0180	20,0551	2,0180	10,0275	2,0180
	C	48,4676	2,0179	38,7734	2,0179	29,0796	2,0179	19,3862	2,0179	9,6930	2,0179
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ ( <i>Vrms</i> )	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0467	0,2966	127,2445	0,5303	127,3933	0,7058	127,4927	0,8228	127,5425	0,8813
	B	129,9047	0,2967	130,1046	0,5304	130,2549	0,7059	130,3553	0,8229	130,4056	0,8814
	C	125,5833	0,2967	125,7761	0,5303	125,9212	0,7058	126,0181	0,8228	126,0667	0,8813
25 metros	A	127,4179	0,7356	127,9168	1,3183	128,2939	1,7527	128,5468	2,0409	128,6736	2,1846
	B	130,2797	0,7357	130,7837	1,3184	131,1645	1,7528	131,4197	2,0411	131,5478	2,1848
	C	125,9451	0,7356	126,4317	1,3183	126,7997	1,7527	127,0463	2,0409	127,1701	2,1847
40 metros	A	127,7914	1,173	128,597	2,0984	129,2086	2,7852	129,6198	3,2396	129,8264	3,4658
	B	130,6569	1,1731	131,4703	2,0986	132,0875	2,7854	132,5025	3,2398	132,7109	3,4660
	C	126,3093	1,1730	127,0952	2,0984	127,6921	2,7852	128,0935	3,2396	128,2953	3,4658
50 metros	A	128,0417	1,4634	129,0547	2,6142	129,8259	3,4659	130,3454	4,0284	130,6068	4,3081
	B	130,9096	1,4635	131,9322	2,6143	132,7103	3,4661	133,2342	4,0286	133,4978	4,3083
	C	126,5534	1,4634	127,5417	2,6142	128,2946	3,4659	128,8019	4,0284	129,0572	4,3081
60 metros	A	128,2930	1,7527	129,5158	3,1262	130,4492	4,1402	131,0791	4,8087	131,3964	5,1407
	B	131,1633	1,7528	132,3973	3,1264	133,3387	4,1405	133,9738	4,8090	134,2935	5,1410
	C	126,7984	1,7527	127,9917	3,1262	128,9031	4,1403	129,5185	4,8087	129,8284	5,1407

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 69 – Caso 9 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  igual a 0,50%

Caso 9											
Geração: 50%; $I_{inv,p} = 27,84$ A											
Carga: $f_p = 1$ ; 50% ; $R_{carga} = 6,4516 \Omega$ ; $L_{carga} = 0$ H											
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	0,8402	376,4805	0,6668	373,7066	0,4980	372,3298	0,3313	371,7689	0,1655	371,6024
	B	0,8410	376,4176	0,6674	373,6326	0,4984	372,2473	0,3316	371,6805	0,1657	371,5103
	C	0,8392	376,4616	0,6660	373,6664	0,4973	372,2735	0,3309	371,7014	0,1653	371,5281
25 metros	A	0,5486	237,1153	0,4223	227,2502	0,3102	222,2674	0,2049	220,2257	0,1021	219,6225
	B	0,5496	237,0544	0,4231	227,1830	0,3109	222,1955	0,2054	220,1505	0,1024	219,5452
	C	0,5468	237,0950	0,4208	227,2188	0,3091	222,2291	0,2042	220,1834	0,1018	219,5780
40 metros	A	0,4202	172,5396	0,3122	156,797	0,2248	148,6334	0,1472	145,2426	0,0731	144,2382
	B	0,4215	172,4897	0,3132	156,7455	0,2256	148,5809	0,1477	145,1891	0,0734	144,1841
	C	0,4179	172,5416	0,3101	156,7944	0,2232	148,6299	0,1461	145,2394	0,0726	144,2358
50 metros	A	0,3746	148,6220	0,2727	129,8340	0,1941	119,9105	0,1264	115,7412	0,0627	114,5019
	B	0,3760	148,5767	0,2739	129,7893	0,1950	119,8665	0,1270	115,6973	0,0630	114,4577
	C	0,3720	148,6335	0,2704	129,8424	0,1922	119,9194	0,1251	115,7517	0,0620	114,5139
60 metros	A	0,3441	132,1961	0,2465	110,9925	0,1738	99,6014	0,1127	94,7558	0,0558	93,3087
	B	0,3455	132,1546	0,2477	110,9536	0,1748	99,5644	0,1133	94,7196	0,0562	93,2727
	C	0,3412	132,2147	0,2439	111,0086	0,1717	99,6183	0,1113	94,7746	0,0551	93,3294
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	126,7999	0,2404	126,7999	0,4302	126,8003	0,5715	126,8006	0,6653	126,8008	0,7121
	B	129,6553	0,2405	129,6553	0,4303	129,6555	0,5716	129,6559	0,6654	129,6561	0,7122
	C	125,3427	0,2404	125,3428	0,4302	125,3431	0,5715	125,3435	0,6653	125,3437	0,7121
25 metros	A	126,7990	0,3738	126,7990	0,6560	126,7996	0,8587	126,8002	0,9900	126,8006	1,0545
	B	129,6543	0,3740	129,6542	0,6561	129,6546	0,8589	129,6552	0,9901	129,6555	1,0546
	C	125,3417	0,3739	125,3416	0,6560	125,3421	0,8587	125,3426	0,9900	125,3430	1,0545
40 metros	A	126,7979	0,4303	126,7972	0,7332	126,7972	0,9379	126,7973	1,0644	126,7974	1,1247
	B	129,6532	0,4304	129,6522	0,7333	129,6521	0,9381	129,6521	1,0645	129,6522	1,1248
	C	125,3406	0,4303	125,3397	0,7332	125,3395	0,9379	125,3396	1,0644	125,3396	1,1247
50 metros	A	126,7972	0,4598	126,7958	0,7672	126,7953	0,9645	126,7950	1,0809	126,7948	1,1347
	B	129,6524	0,4600	129,6509	0,7674	129,6501	0,9646	129,6497	1,0810	129,6495	1,1348
	C	125,3398	0,4598	125,3384	0,7672	125,3376	0,9645	125,3372	1,0809	125,3370	1,1347
60 metros	A	126,7964	0,4872	126,7945	0,7964	126,7933	0,9834	126,7925	1,0875	126,7920	1,1336
	B	129,6516	0,4873	129,6495	0,7965	129,6481	0,9836	129,6472	1,0877	129,6467	1,1337
	C	125,3391	0,4872	125,3370	0,7964	125,3357	0,9834	125,3348	1,0875	125,3343	1,1336

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3

Tabela 70 – Caso 15 para geração de corrente nominal com  $DHT_i$  igual a 0,50%

Caso 15											
Geração: 75%; $I_{inv,p} = 41,76$ A											
Carga: $f_p = 0,98$ indutivo; 50% ; $R_{carga} = 6,3226 \Omega$ ; $L_{carga} = 3,4055$ mH											
*1 Distancia da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $I_{RD}$									
		$I_{RD01}$ (lrms)	$THD_{I_{RD01}}$ (%)	$I_{RD12}$ (lrms)	$THD_{I_{RD12}}$ (%)	$I_{RD23}$ (lrms)	$THD_{I_{RD23}}$ (%)	$I_{RD34}$ (lrms)	$THD_{I_{RD34}}$ (%)	$I_{RD45}$ (lrms)	$THD_{I_{RD45}}$ (%)
10 metros	A	54,8531	1,8122	43,8477	1,8113	32,8655	1,8106	21,9006	1,8101	10,9474	1,8098
	B	54,7897	1,8123	43,7944	1,8114	32,8239	1,8107	21,8722	1,8102	10,9330	1,8099
	C	53,1898	1,8121	42,5169	1,8112	31,8673	1,8105	21,2352	1,8100	10,6147	1,8097
25 metros	A	54,3867	1,8024	43,4242	1,8002	32,5185	1,7984	21,6554	1,7971	10,8206	1,7964
	B	54,2881	1,8026	43,3389	1,8003	32,4508	1,7985	21,6085	1,7973	10,7966	1,7965
	C	52,7216	1,8024	42,0919	1,8001	31,5191	1,7983	20,9891	1,7971	10,4874	1,7963
40 metros	A	53,936	1,7928	43,0155	1,7891	32,1839	1,7862	21,4189	1,7842	10,6984	1,783
	B	53,8032	1,7929	42,8992	1,7892	32,0908	1,7863	21,3541	1,7843	10,6651	1,7831
	C	52,2695	1,7927	41,6821	1,7890	31,1838	1,7862	20,7522	1,7841	10,3650	1,7829
50 metros	A	53,6439	1,7864	42,7509	1,7818	31,9674	1,7782	21,2660	1,7756	10,6193	1,7741
	B	53,4888	1,7865	42,6143	1,7819	31,8578	1,7783	21,1895	1,7757	10,5801	1,7742
	C	51,9768	1,7863	41,4170	1,7817	30,9670	1,7781	20,5991	1,7755	10,2859	1,7740
60 metros	A	53,3585	1,7801	42,4925	1,7745	31,7561	1,7701	21,1168	1,7670	10,5422	1,7652
	B	53,1814	1,7802	42,3360	1,7746	31,6302	1,7702	21,0289	1,7671	10,4971	1,7653
	C	51,6908	1,7800	41,1583	1,7744	30,7555	1,7701	20,4499	1,7670	10,2088	1,7651
*1 Distância da Rede de Distribuição	*2 F	*3 $V_f$									
		$V_1$ (Vrms)	$THD_{V_1}$ (%)	$V_2$ (Vrms)	$THD_{V_2}$ (%)	$V_3$ (Vrms)	$THD_{V_3}$ (%)	$V_4$ (Vrms)	$THD_{V_4}$ (%)	$V_5$ (Vrms)	$THD_{V_5}$ (%)
10 metros	A	127,0350	0,2939	127,2232	0,5251	127,3648	0,6985	127,4593	0,8141	127,5067	0,8719
	B	129,8875	0,2940	130,0733	0,5251	130,2130	0,6986	130,3063	0,8142	130,3531	0,8720
	C	125,5652	0,2939	125,7434	0,5251	125,8774	0,6986	125,9669	0,8142	126,0118	0,8719
25 metros	A	127,3802	0,7185	127,8479	1,2862	128,2010	1,7085	128,4375	1,9883	128,5560	2,1277
	B	130,2279	0,7186	130,6892	1,2863	131,0373	1,7086	131,2705	1,9884	131,3873	2,1278
	C	125,8915	0,7185	126,3342	1,2862	126,6686	1,7085	126,8926	1,9883	127,0049	2,1277
40 metros	A	127,7179	1,1305	128,4617	2,0187	129,0251	2,6758	129,4033	3,1097	129,5931	3,3253
	B	130,5603	1,1305	131,2932	2,0188	131,8481	2,6760	132,2205	3,1098	132,4074	3,3255
	C	126,2104	1,1305	126,9142	2,0187	127,4477	2,6758	127,8060	3,1097	127,9859	3,3253
50 metros	A	127,9390	1,3974	128,8648	2,4909	129,5676	3,2971	130,0399	3,8282	130,2772	4,0918
	B	130,7777	1,3975	131,6894	2,4910	132,3810	3,2973	132,8457	3,8284	133,0791	4,0920
	C	126,4189	1,3974	127,2948	2,4909	127,9603	3,2972	128,4078	3,8282	128,6328	4,0918
60 metros	A	128,1569	1,6589	129,2631	2,9516	130,1044	3,9017	130,6705	4,5261	130,9551	4,8356
	B	130,9917	1,6590	132,0803	2,9518	132,9077	3,9020	133,4643	4,5264	133,7441	4,8359
	C	126,6242	1,6589	127,6706	2,9516	128,4672	3,9017	129,0037	4,5261	129,2736	4,8356

\*1 F representa a fase da rede de distribuição

\*2 A distância estabelecida é entre cada barramento

\*3 A corrente na rede e a tensão de fase apresentam o índice de acordo com o barramento.

Fonte: Simulação PSIM 9.0.3