

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CARLOS EDUARDO BIZARRO RAMBO**

**ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO  
DE MPPT PARA SISTEMAS PV, BASEADO NA  
TÉCNICA P&O APLICADO A UM MICRO-  
INVERSOR DO TIPO FLYBACK**

Porto Alegre

2015

**CARLOS EDUARDO BIZARRO RAMBO**

**ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO  
DE MPPT PARA SISTEMAS PV, BASEADO NA  
TÉCNICA P&O APLICADO A UM MICRO-  
INVERSOR DO TIPO FLYBACK**

Dissertação submetida à Pontifícia  
Universidade Católica do Rio Grande do  
Sul como parte dos requisitos para a  
obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Fernando Soares dos Reis, Dr. Eng.

Porto Alegre

2015



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

FACULDADE DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## **ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO DE MPPT PARA SISTEMAS PV, BASEADO NA TÉCNICA P&O APLICADO A UM MICROINVERSOR DO TIPO FLYBACK**

**CANDIDATO: CARLOS EDUARDO BIZARRO RAMBO**

Esta Dissertação de Mestrado foi julgada para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

**DR. FERNANDO SOARES DOS REIS - ORIENTADOR**

**BANCA EXAMINADORA**

**DR. DARIO F. GUIMARÃES DE AZEVEDO - DO PPGE/FENG - PUCRS**

**DR. ADRIANO MOEHLECKE - DO PGETEMA - FENG - PUCRS**

**PUCRS**

Campus Central

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Sala 103 - CEP: 90619-900

Telefone: (51) 3320.3540 - Fax: (51) 3320.3625

E-mail: [engenharia.pg.eletrica@pucrs.br](mailto:engenharia.pg.eletrica@pucrs.br)

[www.pucrs.br/feng](http://www.pucrs.br/feng)

## DEDICATÓRIAS

Dedico esse trabalho a minha dedicada esposa Fabiana e ao meu filho Arthur, que sempre me deram amor, apoio e incentivo, e aos meus pais João Carlos e Maria Seli, que formaram meu caráter e que propiciaram a educação necessária para me tornar engenheiro.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida, pela saúde e força para superar os obstáculos encontrados.

Ao meu professor e orientador Fernando Soares dos Reis pelo conhecimento transmitido, motivação, apoio, amizade, disponibilidade e compreensão no decorrer do curso e execução deste trabalho. Obrigado meu orientador lhe devo todo o respeito e consideração.

Aos professores e colegas da graduação e pós-graduação da PUCRS pela amizade, companheirismo e conhecimentos transmitidos, sempre com palavras de motivação e incentivo.

Aos funcionários da PUCRS pelas preciosas informações, cuidados e atenção despendida para o bom andamento do curso e ambiente de trabalho.

Aos colegas do LEPUC: Renan Viero, Igor L. Guisso, Guilherme Pedrollo, Fernando Bereta dos Reis, Luís Manoel Prado, João Borba, Ana Paula Marques, Henrique Cabral, e por último, mas não menos importante, Prof. Júlio César Marques de Lima, pela amizade, pelo bom ambiente de trabalho e, sobretudo, por toda a ajuda.

Aos técnicos do LEP: Thiago Mocinho, Alessander Segala e Carlos Bergold, pelo apoio, amizade e ajuda fornecida.

A todos os amigos que fiz na PUCRS, seja na graduação ou no mestrado, que certamente contribuíram para minha formação pessoal e profissional.

Ao DETRAN/RS e todos os colegas de serviço pela compreensão e apoio para realização do mestrado.

A minha esposa, filho e pais, pelo companheirismo, compreensão das necessárias ausências, educação, apoio em todos os momentos e incentivo constante ao meu crescimento pessoal e acadêmico.

E finalmente e não menos importante à PUCRS e à HP – *Hewlett-Packard* pelo financiamento deste curso de mestrado. Agradeço também ao auxílio financeiro promovido pelas agências de fomento FAPERGS e CAPES.

Resumo da Dissertação apresentada a PUCRS como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

# **ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO DE MPPT PARA SISTEMAS PV, BASEADO NA TÉCNICA P&O APLICADO A UM MICRO- INVERSOR DO TIPO FLYBACK**

**Carlos Eduardo Bizarro Rambo**

**Orientador:** Fernando Soares dos Reis, Dr. Eng.

**Área de concentração:** Sinais, Sistemas e Tecnologia da Informação.

**Linha de Pesquisa:** Automação e Sistemas.

**Palavras-chaves:** Energia fotovoltaica, inversor módulo integrado, MPPT.

**Número de Páginas:** 131.

## **RESUMO:**

Este trabalho apresenta o estudo e o desenvolvimento de uma proposta de modificação do método de MPPT P&O clássico com base na utilização da derivada da potência e da derivada da tensão nos terminais dos painéis PV. A contribuição deste trabalho consiste no emprego da derivada da tensão dos painéis, a qual é utilizada para determinar a variação instantânea do ciclo de trabalho do conversor. O método de MPPT proposto em comparação com o método P&O convencional apresentou melhor desempenho considerando-se a resposta dinâmica, o erro de estado estacionário e a robustez (contra diferentes perfis de irradiância e de temperatura). A fim de validar este estudo, um protótipo de um microinversor com base no conversor *flyback*, usando a abordagem proposta, foi implementado com o objetivo de conectar painéis fotovoltaicos à rede elétrica. A estratégia de controle do microinversor foi realizada em ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup> em associação a uma placa de processamento de dados (DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>).

Abstract of Dissertation submitted to the Engineering Faculty of the PUCRS in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

# **STUDY AND DEVELOPMENT OF A METHOD FOR MPPT PV SYSTEMS, BASED ON TECHNICAL P&O APPLIED FOR A MICRO-INVERTER TYPE FLYBACK**

**Carlos Eduardo Bizarro Rambo**

**Supervisor:** Fernando Soares dos Reis, Dr. Ing.

**Area of Concentration:** Signals, Systems and Information Technology.

**Line of Research:** Automation and Systems.

**Keywords:** Photovoltaic Energy, Module Integrated Converter, MPPT

**Number of Pages:** 131.

## **ABSTRACT:**

This work presents the study and development of a modification proposal of the classical MPPT - P&O approach, based on the utilization of the power and voltage derivatives in PV panel terminals. The contribution of this study consists in the employment of the time derivative of voltage that is used to determine converter duty cycle step size instantly. The proposed MPPT approach when compared to the classical P&O, presents some advantages like as: better dynamic response, *steady state error reduction and robustness* (considering different irradiation and temperature profiles). In order to validate this study, a microinverter prototype based on *flyback* converter, using this new approach, was implemented aiming to connect PV panels to the mains. Microinverter control strategy was held on Matlab/Simulink<sup>®</sup> environment in association to a data processing board (DS1104 from dSPACE<sup>®</sup>).

## Lista de Figuras

<i>Figura 1.1 - Evolução anual global da capacidade de energia fotovoltaica .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 1.2 - Participação global dos principais países na capacidade instalada para geração de energia fotovoltaica 2013.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.1 – Célula solar fotovoltaica.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.2 – Módulo fotovoltaico com células de silício monocristalino.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.3 – Módulo fotovoltaico com células de silício multicristalino.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.4 – Módulos fotovoltaicos com células de filme fino.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2.5 – Concentrador fotovoltaico.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.6 – Curva I-V típica de uma célula fotovoltaica.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2.7 – Características elétricas da célula fotovoltaica em diferentes temperaturas.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.8 – Comportamento da curva de <math>I_{sc}</math> e <math>V_{oc}</math> para uma célula fotovoltaica em temperatura STC.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.9 – Arranjo de painéis fotovoltaicos em série e paralelo.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2.10 – Painel PV Siemens SR50.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2.11 – Curva característica da corrente versus tensão do painel PV Siemens SR50.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 2.12 – Curva característica da potência versus tensão do painel PV Siemens® SR50.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2.13 – Modelo de dupla exponencial.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2.14 – Modelo de exponencial única.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 2.15 – Sistema de geração distribuída .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.1 – Primeiro estágio do sistema fotovoltaico.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 3.2 – Topologia do sistema fotovoltaico e seus estágios com conversor flyback.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 3.3 – Primeira etapa do modo de operação do inversor.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 3.4 – Segunda etapa do modo de operação do inversor.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 3.5 – Terceira etapa do modo de operação do inversor.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 3.6 – Comportamento da razão cíclica.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 3.7 – Principais formas de onda e sequência de comutação dos interruptores.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 3.8 - Formas de onda em baixa frequência, considerando a modulação PWM, das correntes e tensões presentes no conversor flyback.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 3.9 – Principais formas de ondas do conversor flyback no MCD.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 3.10 – Formas de ondas da corrente magnetizante no MCD.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 3.11 – Formas de onda da corrente no indutor <math>L_m</math> durante meio ciclo da linha de rede elétrica de corrente alternada.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 3.12 – Formas de onda de corrente no indutor <math>L_m</math>, e tensão no capacitor durante o período de comutação do interruptor do conversor.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 5.1 – Núcleo de ferrite do tipo EE e carretel, evidenciando <math>A_e</math>, <math>A_w</math> e o entre ferro (<math>l_g</math>).....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 5.2 – Diagrama esquemático completo do microinversor flyback no software PSIM®.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 5.3 – Corrente no indutor <math>L_m</math> do conversor flyback.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.4 – Detalhe da corrente no indutor <math>L_m</math> do conversor flyback.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.5 – Tensão de saída do conversor flyback.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 5.6 – Corrente de saída do conversor flyback.....</i>	<i>78</i>



<i>Figura 5.7 – Protótipo implementado do conversor flyback</i> .....	79
<i>Figura 5.8 – Esquema do controle PWM para o conversor no Matlab/Simulink<sup>®</sup> realizado na placa da dSPACE<sup>®</sup></i> .....	80
<i>Figura 5.9 – Forma de onda do controle PWM que aciona o interruptor do conversor flyback</i> .....	81
<i>Figura 5.10 – Formas de onda de tensão de chaveamento nas portas dos MOSFETs (<math>S_1</math> e <math>S_2</math>) do inversor em meia ponte</i> .....	81
<i>Figura 5.11 - Forma de onda da tensão de saída do protótipo do microinversor</i> .....	82
<i>Figura 6.1 – Sinal do <math>dP/dV</math> em diferentes posições sobre a curva de potência</i> .....	88
<i>Figura 6.2 – Fluxograma do método P&amp;O convencional</i> .....	89
<i>Figura 6.3 – Fluxograma do método da Condutância Incremental (IC)</i> .....	90
<i>Figura 6.4 – Fluxograma do método de Tensão Constante</i> .....	91
<i>Figura 6.5 – Fluxograma do método de Correlação de Ripple</i> .....	92
<i>Figura 6.6 – Fluxograma do método Hill Climbing</i> .....	93
<i>Figura 6.7 – Fluxograma do método Beta (<math>\beta</math>)</i> .....	94
<i>Figura 6.8 – Fluxograma do método da Temperatura</i> .....	95
<i>Figura 6.9 – Geração de um sinal PWM (modulador analógico)</i> .....	96
<i>Figura 6.10 – Forma de onda dente de serra e sua derivada</i> .....	97
<i>Figura 6.11 – Forma de onda senoidal e sua derivada</i> .....	97
<i>Figura 6.12 - Variação da potência e da derivada da potência em relação à derivada da tensão</i> .....	98
<i>Figura 6.13 – Topologia completa do sistema fotovoltaico proposto com os estágios do conversor flyback mais o controle do microinversor</i> .....	100
<i>Figura 6.14 - Fluxograma do MPPT proposto baseado na modificação do método P&amp;O</i> .....	101
<i>Figura 6.15 - Esquema do MPPT proposto para o microinversor no Matlab/Simulink<sup>®</sup> implementado na placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup></i> .....	102
<i>Figura 6.16 - Esquema da sub-rotina do bloco incrementador e decrementador</i> .....	102
<i>Figura 7.1 – Esquemático completo do microinversor com o conversor flyback no software PSIM<sup>®</sup> para integração com o software Matlab/Simulink<sup>®</sup></i> .....	106
<i>Figura 7.2 – Diagrama de blocos do algoritmo de MPPT proposto simulado no Matlab/Simulink<sup>®</sup> integrado ao PSIM<sup>®</sup> através do módulo SimCoupler<sup>®</sup></i> .....	107
<i>Figura 7.3 - MPP ideal e MPPT do algoritmo proposto para variação senoidal de irradiância solar</i> .....	108
<i>Figura 7.4 - MPP ideal e MPPT do algoritmo P&amp;O convencional para variação senoidal de irradiância solar</i> .....	109
<i>Figura 7.5 - Curvas de tensão (<math>V_{PV}</math>) e corrente (<math>I_{PV}</math>) dos painéis PV e ciclo de trabalho máximo (<math>d_{máx}</math>) do conversor</i> .....	110
<i>Figura 7.6 - Curva da corrente de saída do microinversor</i> .....	111
<i>Figura 7.7 – Protótipo do simulador de irradiância solar para os módulos fotovoltaicos</i> .....	112
<i>Figura 7.8 – Variadores de tensão monofásico (VARIAC)</i> .....	112
<i>Figura 7.9 – Placa de DSP modelo DS1104 da dSPACE<sup>®</sup></i> .....	114
<i>Figura 7.10 – Sensor de corrente</i> .....	115
<i>Figura 7.11 – Placa de condicionamento de tensão</i> .....	116
<i>Figura 7.12 – Oscilação do ciclo de trabalho com amplitude de 5,80 <math>V_{CC}</math> sobre a onda modulante</i> .....	116
<i>Figura 7.13 – Onda modulante resultante com amplitude de 5,80 <math>V_{CC}</math></i> .....	117

<i>Figura 7.14 – Oscilação do ciclo de trabalho com amplitude de 5,20 sobre a onda modulante. ....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 7.15 – Tensão <math>V_{PV}</math> e corrente <math>I_{PV}</math> nos terminais do painel PV. ....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 7.16 – Tensão e corrente de saída do conversor flyback. ....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 7.17 – Potência, tensão e corrente medidas nos terminais do painel PV com o MPPT P&amp;O convencional. ....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 7.18 – Potência, tensão e corrente medidas nos terminais do painel PV com o MPPT P&amp;O proposto. ....</i>	<i>121</i>

## **Lista de Tabelas**

<i>Tabela 2.1 - Características elétricas do módulo Siemens® SR50. ....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 5.1 - Dados para o núcleo de ferrite tipo EE. ....</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 5.2 - Valores e dados dos principais componentes de projeto. ....</i>	<i>79</i>
<i>Tabela 6.1 – Respostas da detecção de ilhamento para tensões anormais. ....</i>	<i>99</i>

## Lista de Símbolos

Símbolo	Significado	Unidade
$A_p$	Produto entre área efetiva ( $A_e$ ) e a área da janela ( $A_w$ )	mm
$A_e$	Área média do núcleo perpendicular as linhas de fluxo magnético	mm <sup>2</sup>
$B$	Densidade de fluxo magnético	Tesla
$C_{PV}$	Capacitor de acoplamento do conversor Flyback	F
$C_o$	Capacitor de filtro de saída	F
$D_1$	Diodo de potência do conversor <i>flyback</i>	-
$D_2$	Diodo de potência do conversor <i>flyback</i>	-
$D$	Ciclo de trabalho	-
$d_{máx}$	Ciclo de trabalho máximo	-
$D_{critico}$	Ciclo de trabalho crítico	-
$E$	Tensão na entrada do conversor <i>flyback</i> para um ponto de operação qualquer	V
$F$	Frequência de comutação dos interruptores $S_1$ e $S_2$	Hz
$I_{Pcrista}$	Valor de crista da corrente de pico envolto em $L_m$	A
$I_{PV}$	Corrente induzida pela luz	A
$I_{scSTC}$	Corrente de curto circuito da célula nas condições de ensaio padrão	A
$K_j$	Fator de densidade de corrente dos fios	-
$K_u$	Fator de utilização da área da janela	-
$L_{critico}$	Indutância critica	H
$L_e$	Comprimento efetivo do percurso que o fluxo magnético faz	Mm
$L_m$	<i>Indutância de Magnetização</i>	H
$N$	Número total de períodos de comutação durante meio ciclo de rede	-
$n$	Relação de transformação do conversor <i>flyback</i>	-
$N_p$	Numero de espiras do enrolamento primário	-
$N_s$	Numero de espiras do enrolamento secundário	-

$N_{cel}$	Quantidade de células PV em série	-
$P_o$	Potência nominal de saída	W
$P_{PV}$	Potência de pico fornecida pelos painéis PV associados em série	W <sub>p</sub>
$q$	Carga do elétron	C
$R_o$	Resistência de saída do microinversor	$\Omega$
$R_{sSTC}$	Resistência série da célula solar	$\Omega$
$S$	Interruptor principal do conversor	-
$S_1$	Interruptor do inversor em meia ponte do ciclo positivo	-
$S_2$	Interruptor do inversor em meia ponte do ciclo negativo	-
$T$	Período de comutação do interruptor	s
$t_a$	Período de não condução dos interruptores	S
$t_c$	Período de condução dos interruptores	S
$T_{cel}$	Temperatura a qual a célula está submetida	$^{\circ}\text{C}$
$T_{sc}$	Temperatura nas condições de ensaio padrão	$^{\circ}\text{C}$
$V_o$	Tensão de saída do microinversor	V
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto da célula nas condições de ensaio padrão	V
$\Psi$	Irradiância a qual a célula esta submetida	W/m <sup>2</sup>
$\Psi_{STC}$	Irradiância nas condições padrão de testes	W/m <sup>2</sup>
$\Delta i_{Lm}(\omega t)$	Ondulação de corrente no indutor $L_m$ em um período de alta frequência	A
$\Delta I_{Lmmax}$	Máxima ondulação de corrente no indutor $L_m$	A
$\Delta i_{Lo}(\omega t)$	Ondulação de corrente no indutor $L_o$ em um período de alta frequência	A
$\Delta I_{Lomax}$	Máxima ondulação de corrente no indutor $L_m$	A
$\Delta V_C(\omega t)$	Ondulação de tensão no capacitor $C$ em um período de alta frequência	V
$\Delta V_C$	Máxima ondulação de tensão no capacitor $C_o$	V

$\alpha$	Coeficiente da variação da corrente $I_{sc}$ em função da temperatura	-
$\beta$	Coeficiente da variação da tensão $V_{oc}$ em função da temperatura	-
$\eta_{cel}$	Eficiência da célula PV	%

## Lista de Abreviações

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
MCD	Modo de Condução Descontínua
$MCC_{rit}$	Modo de Condução Crítica
MCC	Modo de Condução Contínua
MCB	Modo de Condução Limite
MPP	Ponto de Máxima Potência – ( <i>Maximum Power Point</i> )
MPPT	Rastreador do Ponto de Máxima Potência - ( <i>Maximum Power Point Tracker</i> )
PWM	Modulação por Largura de Pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
STC	Condições de Ensaio Padrão – ( <i>Standard Test Conditions</i> )
RMS	Valor Eficaz – ( <i>Root Mean Square</i> )

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
1.1	MOTIVAÇÃO.....	17
1.2	PANORAMA DA ENERGIA ELÉTRICA.....	18
1.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	20
1.4	ALGORITMOS DE MPPT .....	21
1.5	PROPOSTA DO TRABALHO .....	21
1.6	PUBLICAÇÕES .....	22
1.7	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	22
<b>2</b>	<b>ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b> .....	<b>25</b>
2.1	INTRODUÇÃO.....	25
2.2	CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	25
2.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	29
2.4	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	32
2.5	CURVAS CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	34
2.6	MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	36
2.7	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	38
2.8	LEGISLAÇÃO E NORMAS TÉCNICAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	40
2.9	CONCLUSÃO.....	44
<b>3</b>	<b>ANÁLISE QUALITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK</b> .....	<b>46</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	46
3.2	ETAPAS DE FUNCIONAMENTO .....	47
<b>3.2.1</b>	<b>Estágios do Microinversor</b> .....	<b>47</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Modos de Operação do Microinversor</b> .....	<b>50</b>
3.3	FORMAS DE ONDA.....	51
3.4	PRINCIPIO DE OPERAÇÃO NO MCD.....	54
3.5	FORMAS DE ONDA DA CORRENTE NO INDUTOR DE MAGNETIZAÇÃO.....	57
3.6	CONCLUSÃO.....	59
<b>4</b>	<b>ANÁLISE QUANTITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK</b> .....	<b>61</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	61
4.2	BALANÇO DE ENERGIA NO CONVERSOR .....	61
4.3	CORRENTE MÁXIMA NOS DIODOS .....	63
4.4	DETERMINAÇÃO DO GANHO ESTÁTICO DO CONVERSOR FLYBACK.....	63
4.5	INDUTÂNCIA DO ENROLAMENTO DE MAGNETIZAÇÃO DO CONVERSOR .	64
4.6	DETERMINAÇÃO DO VALOR CRÍTICO DA INDUTÂNCIA $L_m$ .....	64

4.7	CAPACITOR DE SAÍDA DO CONVERSOR .....	66
4.8	CONCLUSÕES .....	68
<b>5</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA.....</b>	<b>70</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	70
5.2	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS .....	70
<b>5.3</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR <i>FLYBACK</i> .....</b>	<b>71</b>
<b>5.3.1</b>	<b>Dimensionamento Físico do Núcleo do Transformador .....</b>	<b>71</b>
5.4	SIMULAÇÃO DO CONVERSOR FLYBACK.....	75
5.5	O PROTÓTIPO IMPLEMENTADO .....	79
5.6	RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO MICROINVERSOR .....	80
5.7	CONCLUSÃO.....	83
<b>6</b>	<b>RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (<i>MPPT</i>).....</b>	<b>85</b>
6.1	INTRODUÇÃO.....	85
6.2	MÉTODOS DE MPPT .....	86
<b>6.2.1</b>	<b>Método P&amp;O Convencional.....</b>	<b>87</b>
<b>6.2.2</b>	<b>Condutância Incremental (IC) .....</b>	<b>90</b>
<b>6.2.3</b>	<b>Tensão Constante.....</b>	<b>91</b>
<b>6.2.4</b>	<b>Correlação de <i>Ripple</i> .....</b>	<b>91</b>
<b>6.2.5</b>	<b><i>Hill Climbing</i> .....</b>	<b>92</b>
<b>6.2.6</b>	<b>Método Beta (<math>\beta</math>).....</b>	<b>93</b>
<b>6.2.7</b>	<b>Método da Temperatura .....</b>	<b>94</b>
6.3	CONTROLE PWM .....	95
6.4	DERIVADA .....	96
6.5	ILHAMENTO .....	98
6.6	PROPOSTA DE MODIFICAÇÃO DO MÉTODO P&O .....	99
6.7	CONCLUSÃO.....	103
<b>7</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>105</b>
7.1	INTRODUÇÃO.....	105
7.2	SIMULAÇÕES DO ALGORITMO PROPOSTO .....	105
7.3	RESULTADOS EXPERIMENTAIS .....	111
7.4	CONCLUSÃO.....	122
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>125</b>
8.1	CONCLUSÕES GERAIS .....	125
8.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	127

---

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUÇÃO**



---

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

O Brasil em sua grande extensão territorial possui elevado número de comunidades isoladas dos grandes centros sem acesso à energia elétrica, e por esta razão possuem a necessidade de sistemas fotovoltaicos autônomos de potência reduzida, destinados principalmente à iluminação, refrigeração e bombeamento de água. Portanto, a energia fotovoltaica tornou-se uma fonte de energia alternativa de grande interesse social (IPEA, 2013).

Outro aspecto, é que devido à insustentabilidade das atuais fontes no âmbito econômico, social e ambiental, a energia tornou-se tema prioritário das políticas governamentais de todos os países em desenvolvimento, pois, se verifica que não há desenvolvimento ou crescimento econômico sem a disponibilização de maior demanda de energia elétrica. Lembrando que a necessidade de maior demanda também pode ocorrer por consequência de fatores não controláveis, como o aumento do poder aquisitivo dos usuários e da própria população.

Além disso, surge também a possibilidade da geração distribuída de energia fotovoltaica nas residências, que passa a atender o consumidor local e gera benefícios a todos os envolvidos na cadeia de produção de energia, pois, o consumidor que gera energia elétrica reduz seu consumo e conseqüentemente sua fatura de energia, podendo inclusive injetar a energia produzida de forma excedente ao sistema de distribuição, diminuindo com isso a necessidade de maiores investimentos, em geração, distribuição e transmissão de energia elétrica por parte das concessionárias. Há a redução de custos e perdas por transmissão, devido à proximidade da fonte de geração em relação ao consumidor, e da necessidade de construção de novas usinas para geração de energia elétrica, que na grande maioria possuem características não renováveis e poluentes (GAZOLI, 2011; POZZEBON, GONÇALVES, *et al.*, 2013).

Este trabalho considerando o exposto, as pesquisas mais atuais e a tendência promissora na geração da energia solar fotovoltaica, principalmente em instalações residenciais para geração distribuída, têm como objetivo contribuir cientificamente apresentando um estudo, desenvolvimento e implementação de uma nova proposta de modificação da técnica de MPPT

---

---

P&O visando contribuir na busca de uma maior eficiência na geração de energia solar fotovoltaica.

Este capítulo apresentará inicialmente, o panorama da energia elétrica atual, suas tendências no Brasil e no mundo, as legislações e normas vigentes, as vantagens do uso da energia solar fotovoltaica, sob a ótica de uma energia limpa e renovável, sua aplicação em sistemas de geração distribuída e da possibilidade do usuário, com instalações residenciais, obter retorno financeiro ou redução de custos, através da geração de energia elétrica para consumo ou inserção da mesma na rede da concessionária.

## 1.2 PANORAMA DA ENERGIA ELÉTRICA

Cada vez mais, questões relacionadas à responsabilidade socioambiental e à sustentabilidade vêm ao encontro da geração de energia elétrica. Há um empenho e incentivo do governo aos projetos voltados à utilização de fontes alternativas de energias renováveis. A geração de energia através do uso de painéis solares fotovoltaicos (PV), além de atender às questões de sustentabilidade, pode atender as necessidades sociais de comunidades isoladas ou, no caso do presente estudo, permitir a conexão ao sistema interligado nacional, contribuindo para uma maior diversificação da matriz energética.

No Brasil, a viabilidade econômica do sistema de geração de energia fotovoltaica é o maior obstáculo para incentivar a inserção desta tecnologia. Em 2010 o Brasil totalizou meros 20 MW de capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos dos quais apenas 1% estão conectados à rede elétrica (ENERGIA, 2013). Mas esta viabilidade pode ser alcançada considerando o avanço tecnológico com ganhos de escala, concorrência tecnológica, aumento da distância entre plantas de geração de energia elétrica e consumidor devido à grande área territorial do país, a inserção de hidrelétricas a fio d'água e o aumento das tarifas devido a maior utilização de usinas termoelétricas (IPEA, 2013).

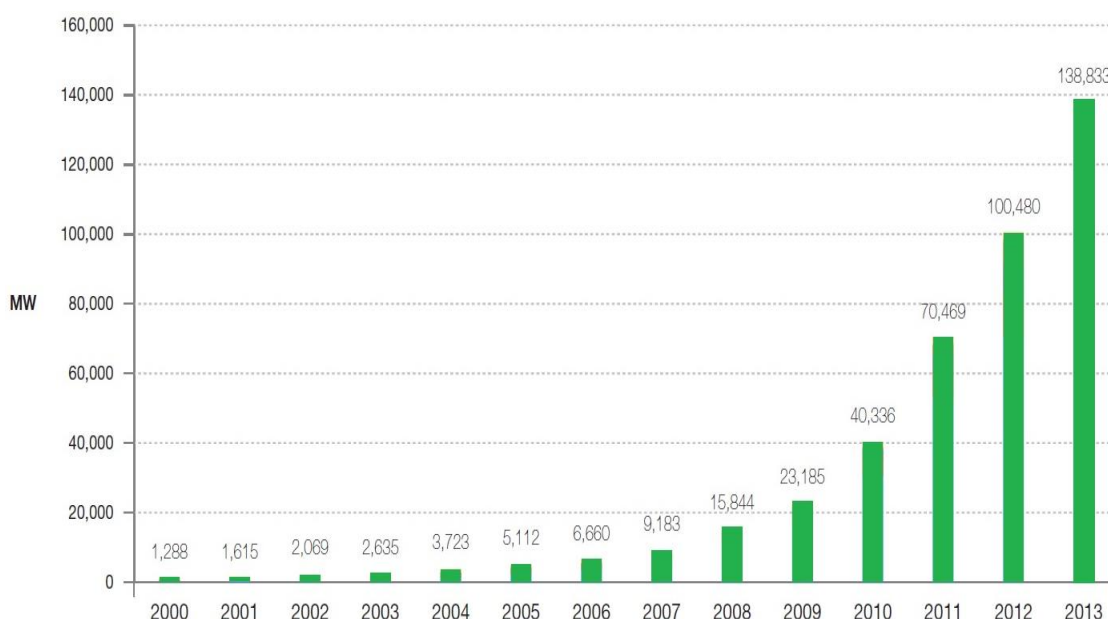
O Brasil detém vantagens estratégicas, pois, possui importantes características naturais favoráveis, como altos níveis de insolação que variam de 4,25 a 5,50 kW/m<sup>2</sup>/dia, se comparados aos índices da Alemanha que variam de 2,5 a 3,4 kW/m<sup>2</sup>/dia (atualmente com a maior capacidade instalada no mundo) (MME, 2012) e grandes reservas de quartzo de qualidade, o que oportuniza a produção de silício com alto grau de pureza, assim como células

---

e módulos solares de qualidade, produtos estes com grande valor agregado. Estes fatores atraem investidores e acarretam o desenvolvimento de um mercado interno (GAZOLI, 2011).

A rápida expansão da energia solar tem consolidado a posição das energias renováveis como componente indispensável para uma matriz diversificada, sendo que a geração de energia solar cresce mais rapidamente do que qualquer outra fonte de energia renovável. A perspectiva é que em 2035, as fontes de energias renováveis representarão praticamente um terço da produção total de energia elétrica global (IEA, 2012). A Figura 1.1 mostra o crescimento exponencial da capacidade instalada no mundo (EPIA, 2014).

Figura 1.1 - Evolução anual global da capacidade de energia fotovoltaica



Fonte: Adaptado de (EPIA, 2014).

Verifica-se que a geração distribuída impulsionará o mercado da geração de energia solar nos próximos cinco anos, com a instalação de 220 GW. A estimativa é de investimentos de cerca de US\$ 540 bilhões no período, sendo que o custo da energia fotovoltaica está se tornando competitivo em relação ao valor cobrado pelas distribuidoras em todo o mundo (ENERGIA, 2013) e no Brasil pelo aumento das tarifas somado à utilização de usinas termoelétricas.

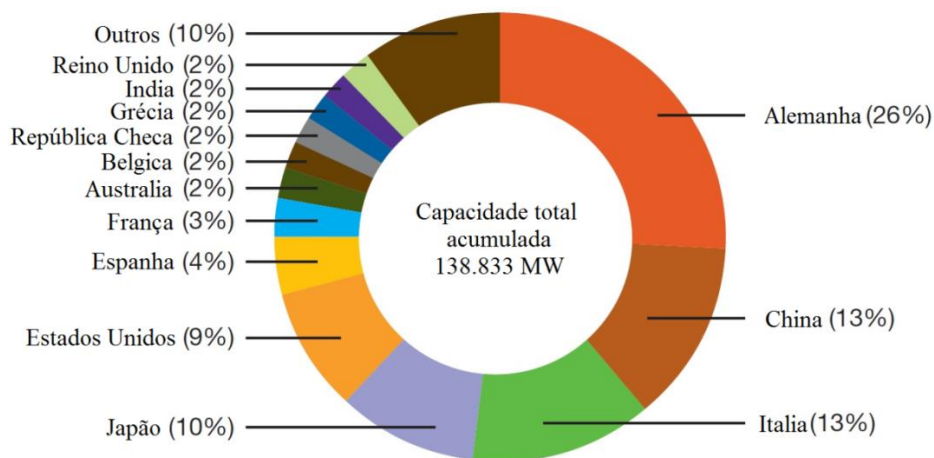
No mundo, a Alemanha lidera a participação de geração de energia solar, sendo o país com a maior potência instalada de sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica, seguida por Itália, China, Japão, Estados Unidos e Espanha, conforme mostra a Figura 1.2, estima-se que a capacidade total instalada já supera 138.833 MW (EPIA, 2014; IPEA, 2013).

---

---

Em países como Alemanha e Espanha onde foram implantados programas de incentivo a geração distribuída, empregando fontes renováveis, o produtor residencial recebe um valor subsidiado pela energia elétrica produzida, a fim de garantir a amortização do investimento. Ainda, como incentivo, estes países criaram mecanismos de financiamento facilitado para aquisição de sistemas fotovoltaicos. No Brasil, infelizmente, ainda não existem linhas de financiamentos com subsídios para aquisição de sistemas e equipamentos fotovoltaicos, sendo praticadas as mesmas taxas e juros de materiais de construção.

Figura 1.2 - Participação global dos principais países na capacidade instalada para geração de energia fotovoltaica 2013.



Fonte: Adaptado de (EPIA, 2014).

### 1.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica se refere à energia proveniente ou extraída, através da utilização de painéis fotovoltaicos, com a incidência da irradiância solar. É utilizada por meio de diferentes tecnologias que estão em constante evolução. A tecnologia utilizada para energia solar fotovoltaica é caracterizada como uma técnica ativa devido a sua forma de captura, conversão e distribuição.

A energia solar fotovoltaica conquistou um espaço considerável em aplicações comerciais e residenciais de geração de energia elétrica distribuída. Em função de diversos fatores, como uma maior maturidade tecnológica, consciência sobre as questões ambientais, aumento da demanda de energia elétrica e da natureza não renovável e poluente das fontes de energias convencionais, como o carvão e o petróleo.

---

#### 1.4 ALGORITMOS DE MPPT

A utilização de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (*maximum power point tracking* – MPPT) em sistemas fotovoltaicos possui como principal objetivo, dar maior eficiência a geração de energia solar fotovoltaica e viabilizar cada vez mais os custos globais de instalação de novos sistemas de geração de energia frente ao elevado valor de investimento. Existem na literatura diversos algoritmos propostos e comparações entre estes (ESRAM e CHAPMAN, 2007; SUBUDHI e PRADHAN, 2013), com o objetivo de avaliar os métodos existentes de MPPT mais eficientes, ou seja, com a maior capacidade de extração de potência dos terminais dos painéis fotovoltaicos.

Algoritmos de MPPT são de extrema importância para a utilização eficiente da energia solar fotovoltaica disponível e incidente na superfície dos painéis fotovoltaicos. O algoritmo de MPPT tem como objetivo extrair a máxima potência disponível nos terminais dos painéis fotovoltaicos determinando o ponto de maior geração de energia elétrica da célula, módulo, painel fotovoltaico ou sistema fotovoltaico em seu conjunto, rastreando e mantendo o ponto de operação do inversor da forma mais precisa possível em torno do máximo ponto de potência (*maximum power point* – MPP).

#### 1.5 PROPOSTA DO TRABALHO

No panorama apresentado este trabalho se insere na importância de fazer com que os sistemas de geração de energia fotovoltaica sejam cada vez mais eficientes a fim de contrapor, principalmente, a barreira da inviabilidade econômica da instalação do sistema fotovoltaico frente ao tempo de retorno do investimento necessário para sua operação.

Nesta ótica este trabalho trará uma nova proposta de um método de MPPT. A proposta é baseada no estudo de um algoritmo de MPPT com a utilização da derivada da tensão de saída do painel fotovoltaico (PV) em relação ao tempo ( $dV_{PV}/dt$ ) como a principal informação para ajustar o incremento do ciclo de trabalho do conversor. O algoritmo proposto é derivado do algoritmo P&O proposto por (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008), que utiliza apenas a derivada da potência de saída do painel fotovoltaico em relação à derivada da tensão de saída ( $dP_{PV}/dV_{PV}$ ). Esta estratégia foi aplicada a um microinversor baseado no conversor *flyback* de forma inédita em (RAMBO, DOS REIS, *et al.*, 2014).

---

## 1.6 PUBLICAÇÕES

No decorrer do período de realização do Mestrado, foram aceitos e/ou publicados os seguintes artigos:

- C. E. B. Rambo, F. B. dos Reis, G. R. Pedrollo, e F. S. dos Reis, "Improving performance of the P&O MPPT using derivative of photovoltaic panel voltage," Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE , vol., no., pp.5546,5551, Oct. 29 2014 - Nov. 1 2014.
- C. E. B. Rambo, F. B. dos Reis e F. S. dos Reis. Melhoria de Desempenho do MPPT P&O Utilizando a Derivada da Tensão dos Painéis Fotovoltaicos para Variação da Perturbação, INTERCON 2014 – XXI Congresso Internacional de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y Computación the IEEE.
- C. E. B. Rambo, I. L. Guisso, H. L. F. Lopez, F. S. dos Reis. “Anti-islanding and MPPT Methods Applied to a Single-Stage Micro-inverter Based on Zeta Converter”, IEEE IDUSCON 2014.
- C. E. B. Rambo, F. B. dos Reis, I. L. Guisso e F. dos Reis Novel MPPT and Anti-islanding Methods Applied to a Current-Source Flyback Micro-inverter, Revista DYNA, 2015.

## 1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No primeiro capítulo, são apresentadas ideias gerais da importância e do crescimento da geração de energia solar fotovoltaica, do panorama da geração de energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil, da importância da utilização de algoritmos de MPPT, dos trabalhos já aceitos e/ou publicados e da proposta de modificação do método de MPPT P&O como uma nova estratégia de controle para aumentar a produtividade dos sistemas de geração de energia fotovoltaica.

O segundo capítulo apresenta a teoria da célula fotovoltaica e da associação dos módulos fotovoltaicos e seu funcionamento, as equações e curvas características das principais grandezas elétricas que envolvem o comportamento dos painéis solares, da microgeração e geração distribuída, da legislação e normas técnicas que regulam a instalação e trazem incentivos para os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica.

---

O terceiro capítulo apresenta uma análise qualitativa do microinversor baseado no conversor *flyback*, destacando as principais formas de onda referentes ao conversor CC-CA *flyback* operando no modo de condução descontinuo - MCD.

O quarto capítulo apresenta uma análise quantitativa do conversor CC-CA *flyback* operando no MCD. Inicialmente, são apresentadas as principais equações da evolução temporal das tensões e correntes envolvidas em um período de chaveamento do conversor *flyback* em três etapas de funcionamento e características da operação do conversor no MCD. Após, é realizado um estudo para obtenção das principais equações das tensões e correntes médias nos componentes do conversor *flyback* dentro do período de comutação do mesmo.

O quinto capítulo apresenta o projeto do conversor *flyback* seus valores de projeto, dimensionamento de seus componentes e semicondutores, simulações e análise do projeto e resultados experimentais do funcionamento do conversor com as principais medidas das grandezas elétricas de seus componentes e da entrada e saída do conversor, assim como a interação do controle do interruptor principal do conversor ( $S$ ) integrado ao software Matlab/Simulink®.

O sexto capítulo apresenta o desenvolvimento do controle do microinversor através do algoritmo de MPPT proposto. Com base na afirmação de que a insolação e a temperatura incidentes no painel solar modificam as características elétricas do mesmo. Serão apresentados os principais métodos de MPPT, o funcionamento do controle PWM senoidal, a teoria e características da derivada de diferentes formas de ondas, a teoria da detecção de ilhamento e apresentada a proposta de modificação do método de MPPT.

O sétimo capítulo apresenta a implementação da estratégia de controle para o algoritmo de MPPT proposto, com a utilização e integração dos softwares Matlab/Simulink®, PSIM®, e a utilização do hardware de DSP, a placa DS1104 da fabricante dSPACE®. Simulações e resultados experimentais serão apresentados, obtidos a partir de um protótipo do microinversor, considerando o projeto do capítulo 6 e a nova proposta de algoritmo do capítulo 5.

O oitavo capítulo apresenta conclusões gerais a respeito da dissertação, assim como as contribuições e propostas de futuros trabalhos envolvendo o MPPT proposto e o conversor *flyback*.

---

## **CAPÍTULO 2**

### **ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**



---

## 2 ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

### 2.1 INTRODUÇÃO

O Sol é uma fonte de geração de energia elétrica inesgotável na escala terrestre de tempo, é sem sombra de dúvida uma das alternativas de energias renováveis mais promissoras para enfrentamento de desafios como a escassez de recursos naturais e a busca de fontes de energia elétrica não poluente.

A partir de painéis fotovoltaicos (PV) é possível converter a energia irradiada do sol em energia elétrica, de forma estática e silenciosa, através do efeito fotovoltaico, caracterizado por apresentar nos extremos de uma estrutura de material semicondutor (célula fotovoltaica) uma diferença de potencial, quando expostos a incidência da irradiância da luz solar (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008). Estas células fotovoltaicas quando associadas em série ou em paralelo definem as características elétricas de tensão e corrente do painel fotovoltaico. As células fotovoltaicas são conectadas em série, quando uma tensão mais elevada é necessária, ou em paralelo, quando se deseja maior corrente (ALMEIDA, 2012).

Este capítulo apresenta o estudo das principais características dos módulos fotovoltaicos e de um modelo matemático capaz de representar o comportamento das células fotovoltaicas frente a diferentes níveis de irradiância e de temperatura. Ainda, será demonstrado através deste modelo como sintetizar a curva característica de um determinado arranjo fotovoltaico que pode ser testado através de sua implementação em programa de simulação como o software Psim<sup>®</sup>. O resultado do comportamento dos módulos fotovoltaicos será útil para o estudo e desenvolvimento da estratégia de controle de MPPT, que consiste em extrair a máxima potência disponível do módulo fotovoltaico.

### 2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

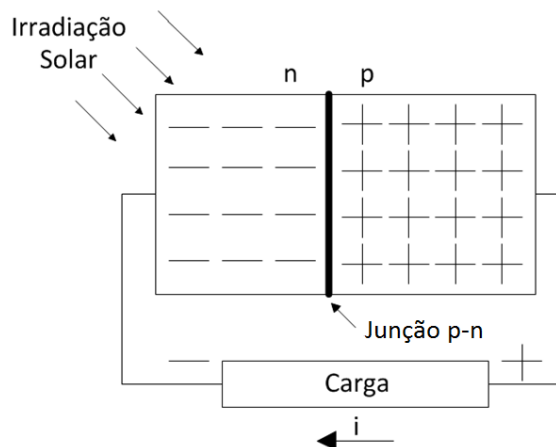
Quando uma célula fotovoltaica absorve a luz solar, a energia proveniente dos fótons é transferida para os átomos do material semicondutor liberando os elétrons deste. Os portadores de carga gerados neste processo são impedidos de se recombinar devido à ação da barreira de potencial criada pela junção *p-n*. Este deslocamento de carga sintetiza uma diferença de potencial entre as extremidades do cristal o que caracteriza o efeito fotovoltaico (GAZOLI, 2011; PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008).

---

---

Conectando-se uma carga externa a célula observa-se o surgimento de uma corrente elétrica, Figura 2.1. Como nem toda a energia dos fótons é convertida em energia elétrica neste processo, uma parte desta energia se transforma em calor fazendo com que a temperatura da célula aumente alterando suas características elétricas (LOPEZ, 2009).

Figura 2.1 – Célula solar fotovoltaica.



Fonte: O autor (2014).

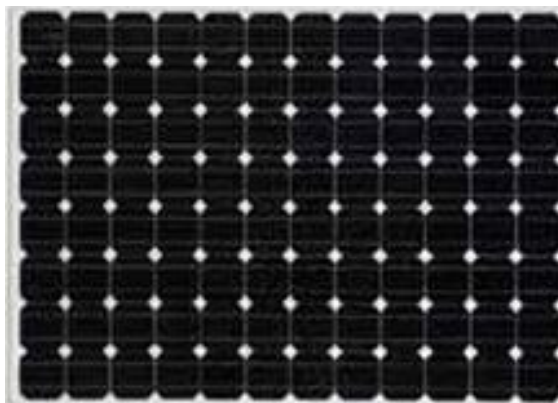
Para proteger as células fotovoltaicas em sua integridade física, estas são encapsuladas em EVA, de forma homogênea e com meio opticamente contínuo. O módulo é coberto por um vidro temperado de alta transparência e resistência e depois vedado com silicone para impedir a penetração de umidade e sujidades (LACERDA, 2010).

Os principais tipos de células fotovoltaicas são:

- a) **Silício (Si) Monocristalino:** As células são formadas em fatias de um único e grande cristal, possui alta confiabilidade e eficiência, porém, devido à quantidade de material e a grande energia envolvida na sua fabricação faz com que este tipo de célula fotovoltaica apresente pequenas margens para reduções de custos, conforme se apresenta na Figura 2.2.

---

Figura 2.2 – Módulo fotovoltaico com células de silício monocristalino.



Fonte: BM solar

- b) Silício (Si) Multicristalino: São células provenientes de muitos pequenos cristais do bloco do mesmo cristal, mas solidificada através destes pequenos cristais. A existência de interface entre os cristais diminuem a eficiência das células, mas mesmo assim sua eficiência é comparável com a das células monocristalinas e seu processo de fabricação possui custos significativamente mais baixos, tornando-as mais viáveis, Figura 2.3.

Figura 2.3 – Módulo fotovoltaico com células de silício multicristalino.



Fonte: <http://www.civicsolar.com/solar-panels>

- c) Filmes Finos: As células baseadas em filmes finos surgiram como alternativas mais baratas para produção, porém, apresentam menores eficiências de conversão, reduzindo sua vantagem comparativa. As principais famílias tecnológicas de filmes finos são: silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre índio gálio (CIGS), Figura 2.4.
-

---

Figura 2.4 – Módulos fotovoltaicos com células de filme fino.



Fonte: <http://www.best-solar-energy.com/>

O Silício amorfo apresenta alto grau de desordem na estrutura dos átomos, característica que a diferencia das demais, além de apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível do espectro pode ser fabricado através de processo simples e barato, o que a determina como uma das principais tecnologias para sistemas fotovoltaicos de baixo custo.

- d) Células com concentração: Essa tecnologia consiste em usar espelhos parabólicos para concentrar os raios solares em uma área menor e, dessa forma, aumentar a eficiência da absorção de irradiação, utilizando menor quantidade de células fotovoltaicas. As células de concentração que trabalham com a irradiação direta da luz solar mediante lentes necessitam de um sistema de rastreamento contínuo em relação ao sol, Figura 2.5.

Para proteção das características elétricas das células fotovoltaicas, é importante no projeto prever dispositivos de proteção no arranjo fotovoltaico, como diodos para servir de caminho alternativo para corrente, protegendo o módulo fotovoltaico de possíveis sombreamentos indesejados. Assim, como outra proteção requerida é a previsão de um diodo de bloqueio nos terminais do módulo, impedindo que uma corrente reversa circule através do módulo. Estas proteções são importantes, pois, refletem a vida útil do módulo, prejudicada devido ao sobreaquecimento das células fotovoltaicas provocada pela dissipação excessiva de potência sobre as células (LACERDA, 2010).

Figura 2.5 – Concentrador fotovoltaico.



Fonte: <http://www.solardaily.com/>

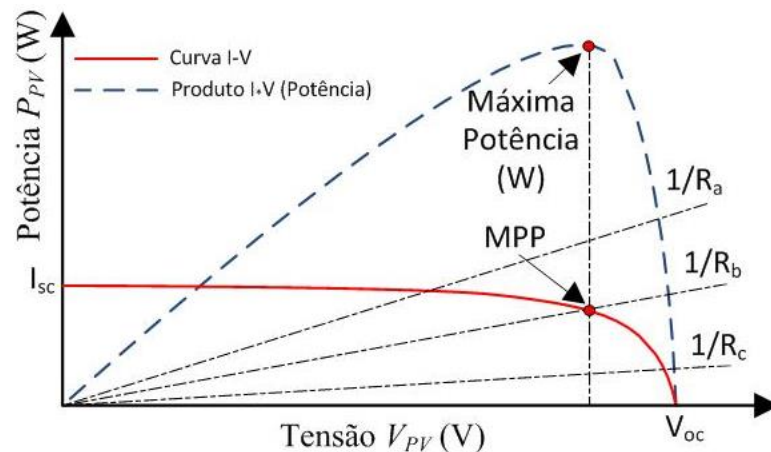
### 2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas possuem em suas características elétricas um comportamento não linear para as curvas de tensão e corrente, esta é uma das principais características que dificultam qualquer análise que venha a ser realizada sobre a forma de extração da máxima potência da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Quando a célula fotovoltaica tem seus terminais colocados em curto circuito, temos a chamada corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). O contrário, quando a célula fotovoltaica está com os seus terminais abertos, tem-se a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Na Figura 2.6 é representado este fato e a não linearidade das curvas de tensão e corrente, através das curvas que representam a característica de carga imposta à célula ( $1/R_a$ ,  $1/R_b$ , e  $1/R_c$ ). É demonstrado que a célula fotovoltaica apresenta a característica de fonte de corrente ideal quando conectada a cargas elevadas, fornecendo uma corrente equivalente ao valor de  $I_{sc}$ . E quando as cargas utilizadas são reduzidas a célula fotovoltaica apresenta características de uma fonte de tensão ideal com valor semelhante a  $V_{oc}$ . Mas em nenhuma destas regiões de diferentes níveis de cargas a célula fotovoltaica consegue fornecer em seus terminais a máxima potência disponível. Para tanto, se faz necessário que valores variáveis e intermediários de cargas sejam impostos a célula fotovoltaica, de modo que a tensão e a corrente se aproximem do

ponto de máxima potência (MPP), pois é neste ponto  $V_{MPP}$  e  $I_{MPP}$  que a célula fotovoltaica consegue fornecer a máxima potência possível, que seria o produto da tensão versus corrente de MPP (VIERO, 2011).

Figura 2.6 – Curva I-V típica de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (VIERO, 2011).

As células fotovoltaicas apresentam um comportamento não linear, dependente do fluxo energético solar (irradiância) e da sua temperatura, o qual se evidencia a partir da curva  $I-V$ , conforme mostra a Figura 2.6. Assim, a partir desta curva característica, se pode observar que a medida que a irradiância e/ou a temperatura se modificam, a energia disponível se altera. Fazendo com que o ponto de extração da máxima potência (MPP) se desloque. Isto é, para cada modificação de irradiância e/ou temperatura, a impedância, vista pelos terminais da célula, deve ser modificada para garantir a operação no MPP. Assim, tornando-se necessário o emprego de algoritmos de MPPT que busquem o ponto de máxima potência rastreando-o continuamente (ESRAM e CHAPMAN, 2007).

A densidade de fluxo de energia da radiação solar, assim denominada em (ABNT, 1988) e doravante chamada de irradiância, é a medida do fluxo de energia por unidade de área que atinge a célula. Como apresentado anteriormente, a corrente de curto-circuito de uma célula solar é diretamente proporcional à irradiância e a tensão de circuito aberto torna-se um função logarítmica da irradiância. As Equações (2.1) e (2.2) relacionam matematicamente e descrevem este efeito da irradiância na corrente de curto-circuito e na tensão de circuito aberto (VIERO, 2011).

---


$$I_{sc} = I_{sc_{STC}} \cdot \frac{\Psi}{\Psi_{STC}} \quad (2.1)$$

$$V_{oc} = V_{oc_{STC}} - (I_{sc} - I_{sc_{STC}}) \cdot R_s \quad (2.2)$$

Onde:

$\Psi$  irradiância a qual a célula esta submetida;

$\Psi_{STC}$  irradiância nas condições de ensaio padrão;

$V_{oc}$  Tensão de circuito aberto da célula nas condições de ensaio padrão;

$I_{sc_{STC}}$  Corrente de curto circuito da célula nas condições de ensaio padrão;

$R_{s_{STC}}$  Resistência série da célula solar.

Devido ao aumento da temperatura da célula fotovoltaica, ocorre, na junção *p-n*, uma diminuição da barreira de potencial na camada de depleção, devido ao aumento de portadores minoritários criados pela energia térmica, fazendo com que um número menor de portadores minoritários, gerados pela radiação solar na junção *p-n* alcance suas respectivas camadas. Assim, tem-se uma redução linear na tensão de circuito aberto com o aumento da temperatura da célula fotovoltaica. Porém, o aumento de temperatura não influencia significativamente o número de portadores minoritários extras criados na junção pela radiação solar, sendo este número dependente prioritariamente da irradiância (WURFEL, 2009). Desse modo, a corrente de curto-circuito sofre menos influência da temperatura, podendo ser considerada constante na maioria das análises. A irradiância é considerada constante para as Equações (2.3) e (2.4) que descrevem o comportamento do efeito da temperatura na característica da curva *I-V* da célula fotovoltaica.

$$I_{sc} = I_{sc_{STC}} + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{STC}) \quad (2.3)$$

$$V_{oc} = V_{oc_{STC}} + \beta \cdot (T_{cel} - T_{STC}) - (I_{sc} - I_{sc_{STC}}) \cdot R_s \quad (2.4)$$

Onde:

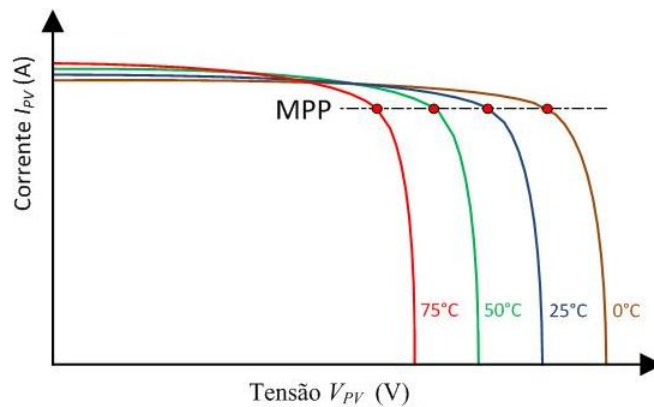
$T_{cel}$  Temperatura a qual a célula está submetida;

$T_{sc}$  Temperatura nas condições de ensaio padrão;

- $\alpha$       Coeficiente da variação da corrente  $I_{sc}$  em função da temperatura;
- $\beta$       Coeficiente da variação da tensão  $V_{oc}$  em função da temperatura.

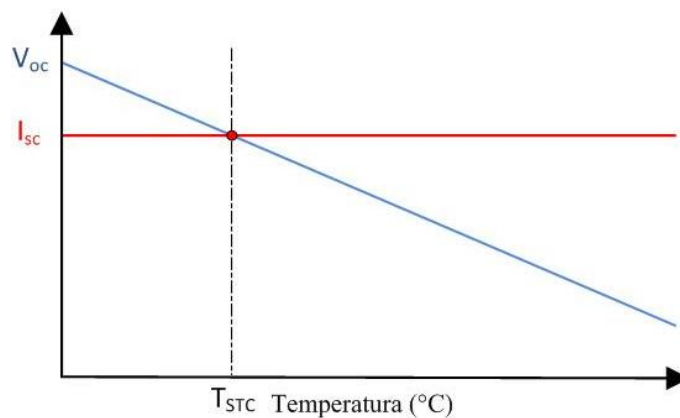
A Figura 2.7 demonstra o comportamento das curvas  $I$ - $V$  de uma célula fotovoltaica em diferentes níveis de temperaturas e a Figura 2.8 demonstra a influência da temperatura na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e na corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ).

Figura 2.7 – Características elétricas da célula fotovoltaica em diferentes temperaturas.



Fonte: Adaptado de (VIERO, 2011).

Figura 2.8 – Comportamento da curva de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  para uma célula fotovoltaica em temperatura  $STC$ .



Fonte: Adaptado de (VIERO, 2011).

## 2.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

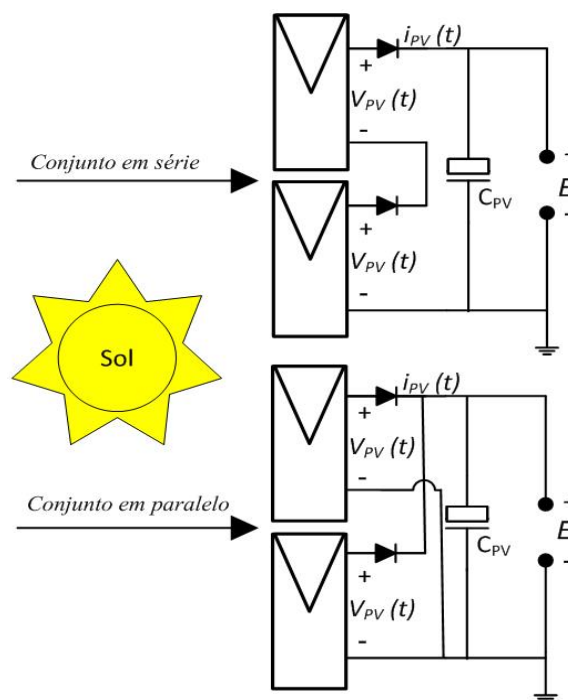
Os módulos fotovoltaicos CA (também conhecidos como microinversor ou conversor integrado ao módulo) são o resultado da conexão de um inversor de baixa potência nos terminais de saída do painel fotovoltaico. Assim, cada painel fotovoltaico pode operar de forma independente, o que resulta numa maior confiabilidade do sistema, uma vez que o



próprio sistema pode ter em seu arranjo vários painéis CA, ligados em paralelo. De tal modo, que esta topologia permite o rastreamento do ponto de máxima potência (*maximum power point tracking* – MPPT) de forma individual, assim, como a expansão da capacidade instalada, através da simples adição de novos módulos CA, os quais são diretamente conectados em paralelo com a rede elétrica, resultando na modularidade do sistema (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008).

Os painéis fotovoltaicos CC podem ser associados em série ou paralelo, conforme arranjos demonstrados na Figura 2.9, em série obtêm-se uma maior tensão e em paralelo uma maior corrente. As mudanças das características elétricas dos arranjos dos painéis fotovoltaicos e o comportamento não linear da corrente e tensão fica claro quando analisada as curvas Corrente x Tensão (*I-V*) e Potência x Tensão (*P-V*) dos mesmos (LOPEZ, 2009).

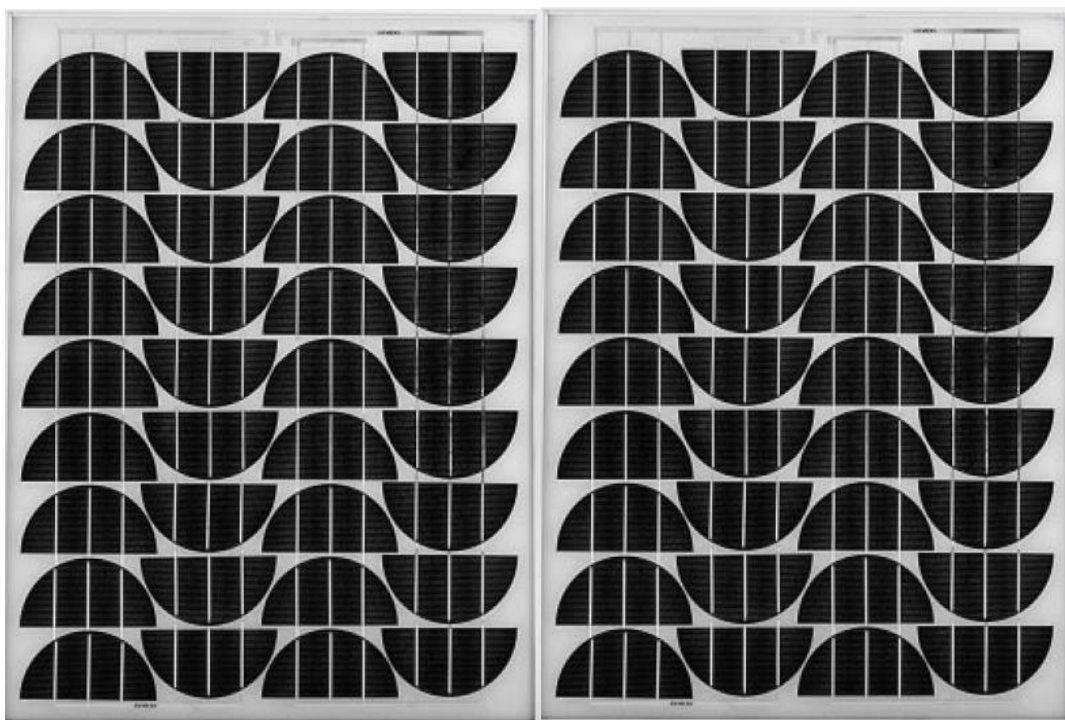
Figura 2.9 – Arranjo de painéis fotovoltaicos em série e paralelo.



Fonte: O autor (2014).

A Figura 2.10 mostra a foto dos dois módulos fotovoltaicos modelo SR50, da marca Siemens<sup>®</sup>, que formam um arranjo de dois painéis PV, conectados em série, totalizando uma potência nominal de 100 W<sub>p</sub>, conforme dados das características elétricas dos painéis, apresentados na Tabela 2.1.

Figura 2.10 – Painel PV Siemens SR50.



Fonte: O autor (2014).

Tabela 2.1 - Características elétricas do módulo Siemens® SR50.

Parâmetros	Valor
Potência máxima $P_{m\acute{a}x}$	50,00 [Wp]
Corrente de máxima potência $I_{MPP}$	2,95 [A]
Tensão de máxima potência $V_{MPP}$	17,00 [V]
Corrente de curto circuito $I_{SC}$	3,20 [A]
Tensão de circuito aberto $V_{OC}$	21,60 [V]

Fonte: Adaptado de (SIEMENS, 1997).

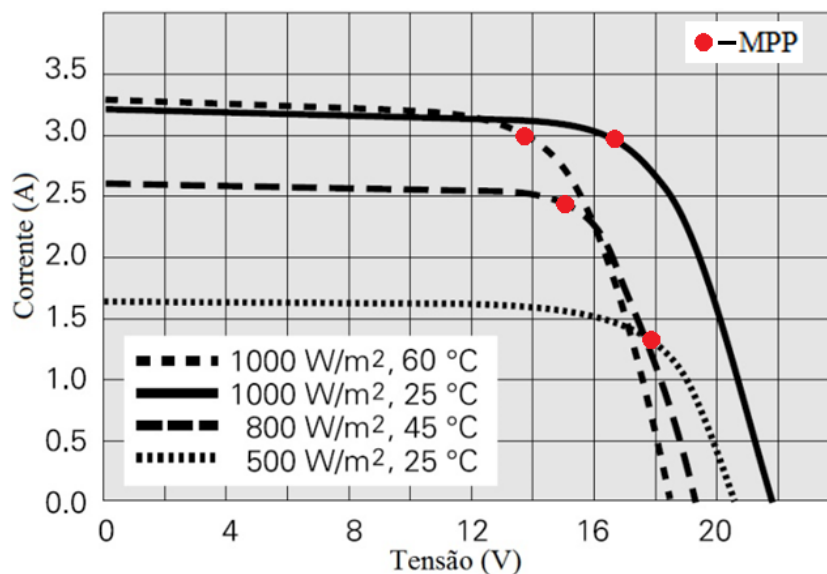
## 2.5 CURVAS CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

O funcionamento de um módulo fotovoltaico pode ser estudado observando a curva característica da corrente versus tensão, que de forma geral apresenta semelhante comportamento para qualquer painel fotovoltaico. O painel fotovoltaico utilizado, modelo Siemens SR50, possui as curvas características de comportamento da tensão versus corrente

---

demonstradas na Figura 2.11, e verifica-se que há grande influência na determinação do MPP quanto à variação da temperatura e da irradiância.

Figura 2.11 – Curva característica da corrente versus tensão do painel PV Siemens SR50.



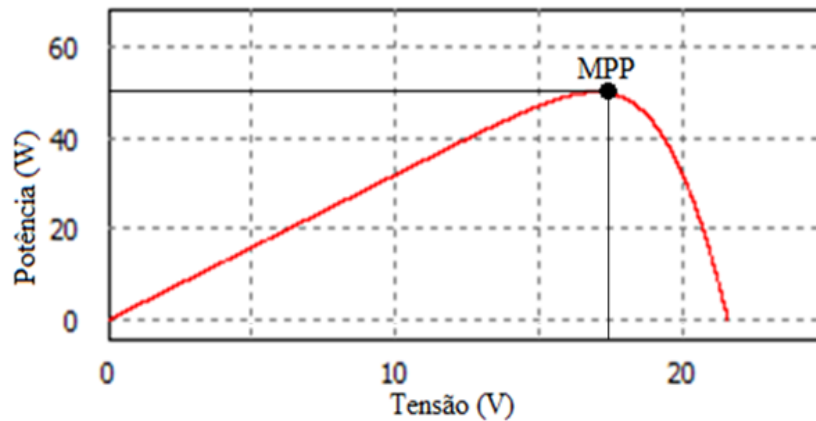
Fonte: Adaptado de (SIEMENS, 1997).

A norma IEC 60904 (*International Electrotechnical Commission*) estipula as condições de referência (*STC – Standart Test Condicion*s) com os quais se devem realizar os testes da célula, a fim de determinar os parâmetros de funcionamento nominais da célula/módulo fotovoltaico. Os parâmetros são de 25°C de temperatura e 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância.

Com os parâmetros elétricos da Tabela 2.1 e através da utilização do software PSIM<sup>®</sup> é possível obter o comportamento característico da curva de potência em relação à tensão e a corrente, do módulo fotovoltaico a ser utilizado da Siemens<sup>®</sup> SR50. A Figura 2.12 demonstra através da curva de potência que cada painel no MPP e em condições *STC* poderá fornecer 50 W<sub>P</sub>, conforme informações já descritas na Tabela 2.1.

Através das curvas características *I-V* e *P-V* mostradas respectivamente na Figura 2.11 e Figura 2.12, observa-se que o principal ponto de interesse deste trabalho é o ponto de máxima potência (MPP). Contudo, o MPP se encontra justamente na região menos linear da curva, exigindo, portanto, um controle preciso através de um método eficiente de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) para manter o inversor operando o máximo de tempo possível em torno do MPP.

Figura 2.12 – Curva característica da potência versus tensão do painel PV Siemens® SR50.



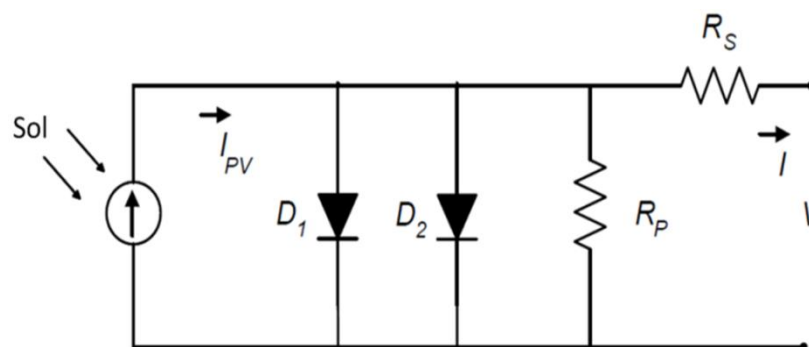
Fonte: Adaptado de (SIEMENS, 1997).

## 2.6 MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para poder estudar o comportamento das células fotovoltaicas é necessário estabelecer um modelo matemático que exprima o seu comportamento. Basicamente há dois modelos, o modelo generalizado da célula fotovoltaica, também conhecido como modelo de dois diodos ou dupla exponencial, e o modelo de exponencial única, os quais são apresentados, na Figura 2.13 e Figura 2.14 respectivamente. O modelo de dupla exponencial é caracterizado basicamente por cinco parâmetros (WURFEL, 2009; LOPEZ, 2009; MOÇAMBIQUE, 2012):

- 1) Fonte de corrente controlada linearmente e dependente da luz incidente;
- 2) Resistências em série ( $R_s$ );
- 3) Resistência *shunt* ( $R_p$ );
- 4 e 5) dois diodos ( $D_1$  e  $D_2$ ) que representam o efeito de recombinação dos portadores.

Figura 2.13 – Modelo de dupla exponencial.



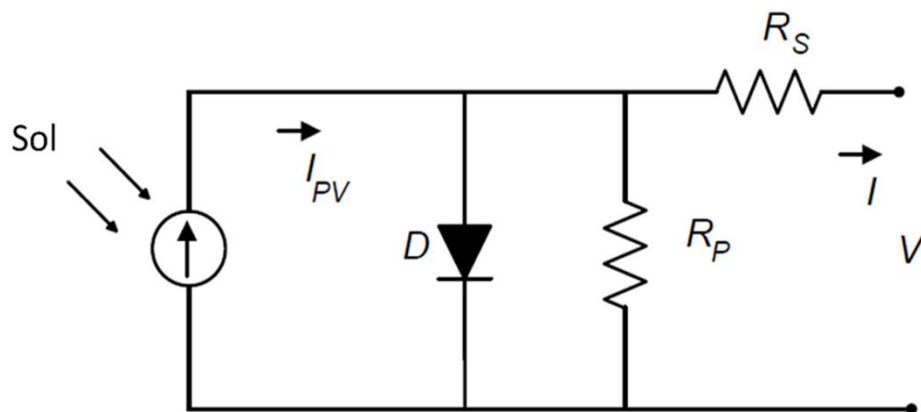
Fonte: O autor (2014).

Os cinco parâmetros do modelo generalizado, variam conforme a irradiância e a temperatura do ambiente. Como, a relação de dependência das características elétricas de um painel fotovoltaico, da temperatura versus irradiância, trata-se de uma análise complexa, sendo necessário um conjunto de testes experimentais, é preferível utilizar o modelo simplificado com um único diodo, também chamado de modelo de exponencial única, Figura 2.14, sem perda de generalidade (WURFEL, 2009).

Apesar de este modelo ser bastante preciso, a sua complexidade não o torna muito atrativo, tendo em vista que os resultados obtidos não se diferenciam significativamente em relação ao modelo de apenas uma exponencial. É importante ressaltar que este modelo é mais recomendado a situações em que a incidência de radiação é praticamente nula e é mais utilizado em células policristalinas ou de silício amorfo. Neste trabalho as células consideradas são de silício do tipo monocristalinas.

Também será levado em consideração que em geral células fotovoltaicas com características semelhantes são conectadas em série e encapsuladas em conjunto para formarem um módulo. Ou seja, o módulo sendo iluminado uniformemente torna o modelo qualitativamente idêntico ao de uma única célula.

Figura 2.14 – Modelo de exponencial única.



Fonte: O autor (2014).

A equação básica da teoria de semicondutores que descreve matematicamente a característica  $I \times V$  de uma célula fotovoltaica ideal é:

$$I = I_{PV} - I_o \left[ \exp \left( \frac{V + R_s I}{V_T a} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.5)$$

---

onde:

$I_{PV}$	corrente induzida pela luz;
$I_o$	corrente de saturação do diodo;
$R_s$	resistência em série equivalente do módulo;
$R_p$	resistência equivalente em paralelo do módulo;
$N_s$	número de células conectadas em série;
$a$	fator de idealidade do diodo;
$T(K)$	temperatura da junção $p-n$ ;
$k$	constante de Boltzmann [ $1,3806503 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ ];
$q$	carga elementar do elétron [ $1,60217646 \times 10^{-19} \text{ C}$ ];
$V_T$	tensão térmica do painel.

A corrente de  $I_{PV}$  depende tanto do nível de irradiância como da temperatura  $T$ , enquanto  $I_o$  depende apenas da temperatura  $T$  (WURFEL, 2009). Este modelo de exponencial única apresenta uma boa aproximação do funcionamento da célula fotovoltaica, podendo ser utilizado para a maioria das aplicações (LOPEZ, 2009; WURFEL, 2009).

## 2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Historicamente, a geração de energia elétrica ocorre de forma centralizada através de plantas distantes do consumidor. Neste modelo, ainda que existam ganhos de escala significativos, os custos com transmissão e distribuição são crescentes, uma vez que a tendência é de que essas plantas sejam localizadas cada vez mais distantes dos centros de consumo (GAZOLI, 2011; IPEA, 2013), sendo que no Brasil é uma consequência natural devido a sua grande área territorial e ao aumento da população.

Atualmente, com o desenvolvimento de tecnologias e políticas de incentivo para a instalação de sistemas de energias renováveis, em muitos países, incluindo o Brasil, a geração distribuída já surge como alternativa complementar ao modelo centralizado de geração e distribuição de energia elétrica (GAZOLI, 2011).

---

Os sistemas de geração distribuída possuem duas características, podendo estes ser isolados ou conectados à rede. No sistema isolado, a energia consumida é totalmente gerada por um sistema individual, são os sistemas com maior quantidade utilizada atualmente, pois realizam a alimentação de equipamentos de pequeno consumo em áreas remotas, tais como antenas de transmissão de dados e de telefonia, ou de edificações distantes da rede pública para serviços essenciais como refrigeração e bombeamento de água. Sempre exigem a instalação de acumuladores de energia elétrica, tais como baterias. Os sistemas conectados à rede permitem que a energia produzida seja consumida pela própria edificação ou então injetada na rede elétrica da concessionária.

O pagamento da energia elétrica produzida, pela geração distribuída, é feito pela compensação desta pelo mesmo valor da energia consumida pela unidade. É instalado um medidor bidirecional ou dois medidores unidirecionais para realizar a medição da energia consumida e da energia injetada na rede da concessionária. Em alguns sistemas, como na Alemanha, é realizada a venda de toda a energia gerada e não somente do excedente, uma vez que a título de incentivo para instalação de usinas fotovoltaicas, o produtor recebe uma tarifa superior ao valor praticado pela concessionária (GAZOLI, 2011; MOÇAMBIQUE, 2012).

O sistema fotovoltaico possui grande potencial para geração distribuída, podendo ser dividido em 05 etapas, citadas a baixo e conforme demonstradas na Figura 2.15.

- 1) Os módulos fotovoltaicos geram energia elétrica em corrente contínua;
- 2) O microinversor inverte a corrente contínua em corrente alternada, extrai a máxima potência disponível nos painéis e sintetiza uma onda de corrente senoidal idêntica a corrente da rede elétrica de distribuição;
- 3) A energia elétrica que sai do microinversor alimenta o quadro geral de distribuição da residência para poder ser utilizada por todos os circuitos ou circuitos dedicados;
- 4) A energia gerada pelo sistema fotovoltaico alimenta os aparelhos domésticos;
- 5) Deve ser instalado um medidor de energia com sistema de medição bidirecional para diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Figura 2.15 – Sistema de geração distribuída



Fonte: [www.portalsolar.com.br](http://www.portalsolar.com.br)

Neste trabalho o estudo será sobre a etapa 2, mais especificamente em um novo método para a extração de forma mais eficiente da máxima potência disponível nos terminais dos painéis fotovoltaicos (PV), através da proposta de modificação do método de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) P&O, que tem como objetivo trazer maior eficiência ao sistema de geração de energia solar fotovoltaica. O algoritmo de MPPT proposto será implementado em um microinversor baseado no conversor *flyback*.

## 2.8 LEGISLAÇÃO E NORMAS TÉCNICAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

É importante observar a legislação e normas técnicas vigentes que dispõe sobre a conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica, para termos a real dimensão do que pode ser realizado e analisar as vantagens e desvantagens do sistema tanto sobre aspectos tributários ou de viabilidade financeira como para aspectos técnicos e do ponto de vista das perspectivas no futuro dadas pelo governo em relação a investimentos e apoio a área de geração de energia solar fotovoltaica.

No Brasil a Lei Federal nº 12.783 de Janeiro de 2013 alterou a Lei nº 10.438/2002, criando a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – com o objetivo de promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes fotovoltaicas e para então poder destinar recursos a programas de desenvolvimento e qualificação de obras técnicas, no



---

segmento de instalação de equipamentos para geração de energia fotovoltaica (BRASIL, 2013).

Em Abril de 2012 a Resolução Normativa n° 481 da ANEEL alterou a Resolução Normativa n° 77/2004, elevando o desconto de 50% para 80% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos com base em fontes de energia solar, cuja potência injetada nos sistemas de distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW. O desconto de 80% é aplicado apenas aos empreendimentos que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017, sendo mantido o referido desconto pelos primeiros 10 anos de operação. Para os demais casos o desconto será de 50% (ANEEL-, 2004; ANEEL, 2012).

Na Resolução Normativa n° 482 de 2012 da ANEEL foram estabelecidas as condições para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e do sistema de compensação. Sendo que a compensação ocorre por meio de empréstimo gratuito à empresa distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo da energia elétrica ativa da mesma unidade ou de outra unidade com o mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL, 2012).

Em junho de 2012 através da Resolução Normativa n° 493, a ANEEL estabeleceu os procedimentos e condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI, onde determina o atendimento e a disponibilidade mensal garantida, de fornecimento realizado em corrente alternada (CA-senoidal), que deve atender a diversas faixas de consumo, autonomia de 48 horas e diferentes faixas de potência mínima (ANEEL, 2012).

No Brasil também há a Norma Regulamentadora n° 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade do Ministério do Trabalho e Emprego – MTE, e as normas da ABNT que versam sobre os requisitos que os inversores devem atender para garantir a qualidade da energia e também a segurança das pessoas que trabalham na manutenção das redes. Em especial as normas NBR 16149:2013 e a NBR 16150:2013 que tratam das características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição de sistemas fotovoltaicos e os respectivos procedimentos de ensaio.

---

Internacionalmente as principais entidades propõem normas técnicas na área de energia elétrica são o IEC (*International Electrotechnical Commission*), o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e a VDE (*Verband Deustcher Elektrotechnoker*). As principais e mais importantes normas técnicas relativas à conexão sistemas fotovoltaicas à rede elétrica são apresentadas a continuação.

IEC 61724-1998: *Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis* – Diretrizes de monitoramento de desempenho e de medição do sistema fotovoltaico, troca de dados e análise.

IEEE 929-2000: *Recommended pratic for utility interface of photovoltaic (PV) systems* – Prática recomendada para conexão com a rede de sistemas fotovoltaicos.

IEC60364-2002: *Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Photovoltaic (PV) systems* - Instalações elétricas de baixa tensão - Parte 7-712: Os requisitos para as instalações ou locais especiais - sistemas fotovoltaicos (PV).

IEC 61727-2004: *Characteristics of the utility interface* – Características da rede elétrica.

VDE 0126-1-1-2006: *Automatic disconnection device between a generator and the public lowvoltage grid* – Desconexão automática de geradores da rede pública de energia elétrica de baixa tensão.

IEEE 1547-2008: *Standart for interconnecting distributed resources with electric power systems* – Padrão para conexão de recursos distribuídos com a rede elétrica.

IEC 62446-2009: *Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection* – Conexão de sistemas fotovoltaicos à rede - Requisitos mínimos para documentação do sistema, comissionamento e testes de inspeção.

IEC 62116-2008: *Testing procedure of islanding prevention methods for utility-interactive photovoltaic inverters* – Procedimento de teste de métodos de detecção de ilhamento para inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Sendo, estas normas, os principais instrumentos regulatórios para a implantação segura da geração de energia elétrica distribuída, a partir de fontes renováveis, conectadas a rede

---

---

elétrica de distribuição (GAZOLI, 2011; ALMEIDA, 2012). Ressalta-se, ainda, que ditas normas e recomendações técnicas têm sido empregadas como base para elaboração de normas locais. Assim, muitas das normas brasileiras (NBR) elaboradas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), têm por base normas da IEC. Para comprovar esta afirmação, se pode citar a norma ABNT NBR IEC 62116:2012 (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica), que é idêntica a norma IEC 62116 Ed. 1.0 b (*Test procedure of islanding prevention measures for utility-Interconnected photovoltaic inverters*).

---

## 2.9 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os principais tipos de células fotovoltaicas, suas características, vantagens e desvantagens. Foram apresentadas as características dos painéis fotovoltaicos Siemens® SR50 utilizados neste trabalho, seus parâmetros elétricos e possibilidades de associações, explicando as vantagens e desvantagens da associação em série e/ou paralelo.

Foi realizada uma análise da curva característica do painel fotovoltaico, com o objetivo de melhor entender o comportamento não linear das curvas de tensão versus corrente e a correlação destas com a temperatura. O entendimento deste comportamento é fundamental para realizar o estudo e desenvolvimento do algoritmo de MPPT.

São apresentados dois modelos matemáticos de célula fotovoltaica, onde se verificou que neste trabalho a melhor forma de representar qualitativamente a célula fotovoltaica é com o uso do modelo simplificado de um único diodo também chamado de modelo de exponencial única.

Exposta a tendência promissora da inclusão da geração distribuída na matriz energética do Brasil, considerando suas vantagens frente às características da extensão territorial do país, da redução de custos em geração e transmissão de energia elétrica se comparado ao modelo centralizado, o atendimento de serviços remotos e básicos à sobrevivência, a possibilidade de abatimento de custos com as tarifas da unidade consumidora ou até mesmo o ganho de valores através do pagamento, pelas concessionárias, de tarifas da energia elétrica produzida e injetada na rede.

Apresentada a legislação, resoluções e normas técnicas que regulam e tratam da instalação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica e sua conexão à rede de energia elétrica, que tratam tanto de dados técnicos para instalações como da abordagem legal e de incentivos do governo para expansão da capacidade instalada de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica como uma alternativa de uma fonte de energia limpa e não poluente.

---

## **CAPÍTULO 3**

### **ANÁLISE QUALITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK**

---

### 3 ANÁLISE QUALITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A conversão de tensão CC-CA em sistemas fotovoltaicos pode ser implementada por diferentes topologias de inversores. Contudo, o conceito de microinversor ou inversor módulo integrado ou ainda comercialmente módulo CA já ocupa um lugar privilegiado no mercado mundial. Segundo este conceito o módulo PV CA é naturalmente expansível, pois permite a adição de um painel e um microinversor de cada vez. Enquanto que em um sistema convencional, é necessário antecipar as necessidades de expansão durante o projeto inicial. Isto é, o inversor deve ser inicialmente dimensionado para expansão (o que gera maior custo) ou substituído no momento da expansão. A confiabilidade dos sistemas baseados em inversores módulo integrado é muito maior, pois em caso de falha do inversor apenas a energia de um painel é perdida, a captação de energia também se dá da melhor forma, isto é, cada painel individualmente opera no MPP, o que não ocorre em sistemas que empregam vários painéis associados a um único inversor, como são o inversor central, o inversor *string* e o inversor multi-*string* (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005).

O microinversor estudado neste trabalho será baseado no conversor *flyback* operando no MCD. Esta topologia é amplamente utilizada para implementação de microinversores dedicados a sistemas PV, sendo uma das melhores soluções para aplicações em baixas potências (ZHANG, HE e LIU, 2013; ZENGIN, DEVECI e BOZTEPE, 2013). Nesta configuração o conversor *flyback* tem como principais funções, sintetizar uma forma de onda senoidal, adaptar os níveis de tensão e fornecer isolamento galvânico. Assim, o uso do conversor *flyback* está justificado pela facilidade de síntese da onda senoidal em seus terminais de saída, dada operação do conversor no MCD (KYRITSIS, TATAKIS e PAPANIKOLAOU, 2008). Já que como é bem conhecido, no MCD, a tensão de saída deste conversor guarda uma relação linear com o ciclo de trabalho. Esta característica associada ao seu baixo custo, a simplicidade de obtenção de isolamento galvânico empregando para tanto um transformador de alta frequência, o que reduz seu peso e volume. A implementação de múltiplas saídas também está garantida a partir da simples adição de enrolamentos extras no transformador o que permite a elaboração de fontes auxiliares para os circuitos de comando de forma fácil e barata.

---

O microinversor aqui proposto possui dois enrolamentos secundários idênticos, ligados em série, permitindo, assim, a implementação de um inversor de meia ponte pela simples adição de dois interruptores (MOSFETs) em série com cada um destes enrolamentos. Estes interruptores serão comandados na frequência da rede elétrica, isto é, 60 Hz, fazendo com que as perdas por comutação nestes sejam muito reduzidas.

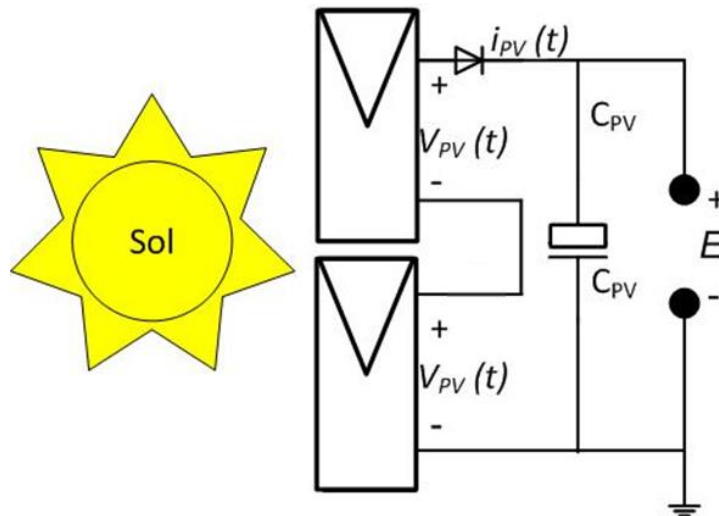
A análise qualitativa tratada neste capítulo representa uma descrição da forma de funcionamento do microinversor baseado no conversor *flyback*, com suas respectivas etapas de funcionamento, formas de onda e detalhes dos tempos de comutação dos interruptores.

## 3.2 ETAPAS DE FUNCIONAMENTO

### 3.2.1 Estágios do Microinversor

O primeiro estágio do sistema fotovoltaico, mostrado na Figura 3.1, refere-se à etapa de produção e armazenamento de energia elétrica. É implementado por um gerador fotovoltaico (ABNT, 2013), composto por dois módulos fotovoltaicos conectados em série e associados a um diodo de bloqueio, formando assim um painel PV (ABNT, 1988). A saída desse arranjo está conectada em paralelo a um capacitor de elevado valor ( $C_{PV}$ ), o qual é necessário para garantir o comportamento senoidal quadrático, da corrente de entrada do conversor, toda vez que o painel fornece uma corrente praticamente constante em sua saída. A característica peculiar da corrente de entrada do conversor, se dá devido ao fato de que, ao longo de um período de comutação as potências na entrada e na saída do conversor devem ser iguais, e que a potência instantânea, injetada na rede elétrica, varia segundo uma lei de variação senoidal quadrática, implicando assim no comportamento quadrático da corrente de entrada, pois  $V_{PV}$  é praticamente constante. Assim, quando a corrente drenada pelo conversor é inferior a produzida pelo painel, ocorre a carga do capacitor ( $C_{PV}$ ) e vice-versa. Além disso, este capacitor tem a função de armazenar energia quando o interruptor principal do conversor, não está conduzindo (LOPEZ, 2009). A Figura 3.1 apresenta o painel composto pela associação em série dos módulos solares fotovoltaicos que compõe o gerador fotovoltaico do primeiro estágio.

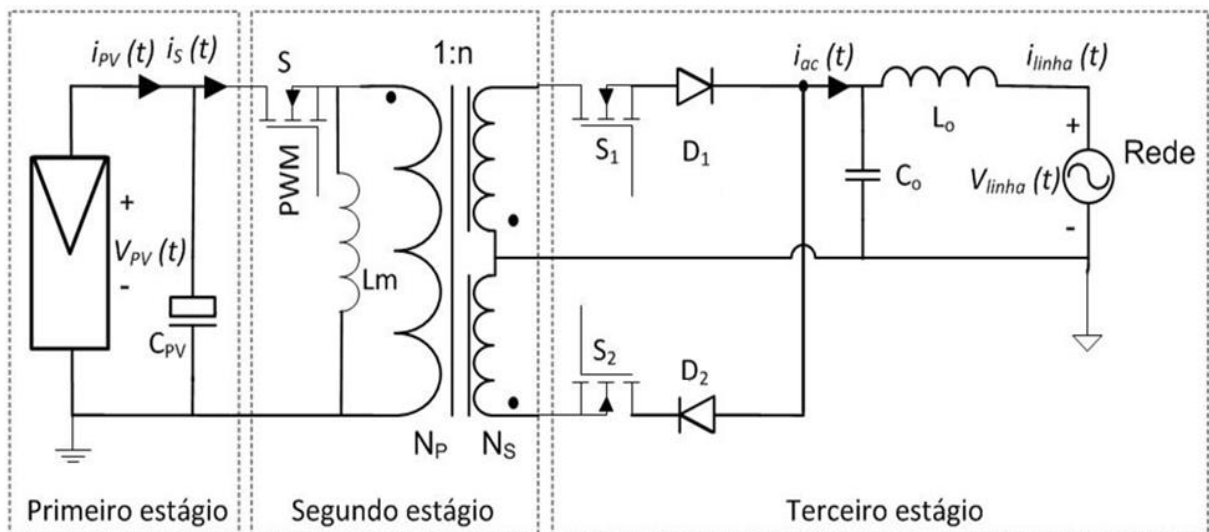
Figura 3.1 – Primeiro estágio do sistema fotovoltaico.



Fonte: O autor (2014).

O segundo estágio do sistema fotovoltaico é constituído pelo conversor CC-CA do tipo *flyback*, conforme apresenta a Figura 3.2.

Figura 3.2 – Topologia do sistema fotovoltaico e seus estágios com conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

O *flyback* é um conversor *buck-boost* com isolamento galvânica que utiliza um transformador no lugar do indutor para acumular energia. Tem o princípio de acumular energia no enrolamento primário do transformador durante o período de condução do interruptor do conversor ( $S$ ), e de liberar a energia através do enrolamento secundário no período em que o interruptor ( $S$ ) não está conduzindo.



---

O terceiro e último estágio é composto por um inversor em meia ponte, o qual permite a sintetização de uma onda senoidal retificada em uma onda senoidal na frequência da rede elétrica comercial a partir da corrente de saída do conversor *flyback* proveniente do segundo estágio.

É importante destacar que os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  operam na frequência da rede (60 Hz), logo, em baixa frequência, praticamente não apresentam perdas em comutação.

Como exposto anteriormente, a topologia do conversor *flyback* apresentada neste trabalho possui um transformador com derivação central no enrolamento secundário, sendo que cada enrolamento do transformador é conectado somente em um semiciclo na rede elétrica através dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$ , que comutam na frequência da rede elétrica comercial (60 Hz). O interruptor  $S$  trabalha em alta frequência (20 kHz) e é responsável pelo MPPT e pelo controle da corrente elétrica na saída do conversor (KASA, IIDA e LIANG, 2005).

Junto aos interruptores  $S_1$  e  $S_2$  são associados os diodos  $D_1$  e  $D_2$  devido ao comportamento de fonte de corrente desta estrutura, evitando-se assim, curto-circuitar a rede elétrica, o que levaria a destruição dos semicondutores (LI e ORUGANTI, 2012).

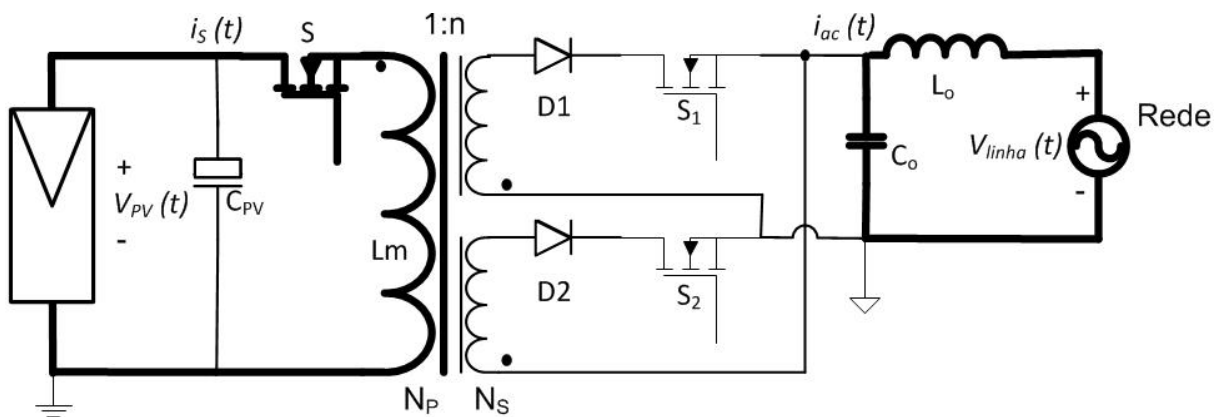
O controle do conversor *flyback* é realizado através do interruptor  $S$ , o qual é comandado por meio de um sinal PWM senoidal. Desta forma se garante a síntese de uma forma de onda de corrente senoidal retificada na saída do conversor. Neste contexto, a função do inversor de corrente em meia ponte, é a inversão de um dos semiciclos da corrente de saída para, assim, gerar a desejada onda senoidal na saída do microinversor. Destarte, o sinal PWM aplicado no interruptor  $S$  deve ser modulado por uma onda de forma senoidal com a mesma frequência da onda de corrente alternada da rede elétrica comercial. Assim, o sinal de comando aplicado ao interruptor  $S$  impõe que a corrente de saída do inversor obedeça às características de frequência da rede elétrica comercial. Para que a corrente gerada na saída do microinversor esteja em fase com a tensão da concessionária de energia elétrica, se faz necessário a utilização de um controle de sincronismo, isto se obtém por meio de um algoritmo denominado detector de fase (do inglês *Phase-locked Loop* – PLL).

### 3.2.2 Modos de Operação do Microinversor

A partir da configuração principal do microinversor apresentada na Figura 3.2, verifica-se que o microinversor é composto de três interruptores ( $S$ ,  $S_1$  e  $S_2$ ), dois diodos ( $D_1$  e  $D_2$ ) e um transformador com derivação central no enrolamento secundário. O conversor *flyback* tem as funções de sintetizar uma forma de onda senoidal, adaptar nos níveis de tensão e fornecer isolamento galvânica entre o painel fotovoltaico e a rede elétrica comercial. O enrolamento primário ou de magnetização recebe a energia gerada pelo painel PV através da ação do interruptor  $S$ , de modo a sintetizar uma forma de onda senoidal retificada no enrolamento primário do transformador. Os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  são comutados de forma complementar a uma frequência de 60 Hz, desta forma se obtém na saída do microinversor uma forma de onda de tensão senoidal. Todas as leis de comando de todos os interruptores são geradas na placa DS1104 da dSPACE®.

O primeiro modo de operação é definido enquanto o interruptor ( $S$ ) do conversor *flyback* permanece conduzindo e os interruptores do inversor em meia ponte ( $S_1$  e  $S_2$ ) permanecem abertos. Nesta etapa a energia é apenas armazenada no indutor de magnetização ( $L_m$ ), conforme mostra a Figura 3.3, (KASA, IIDA e LIANG, 2005).

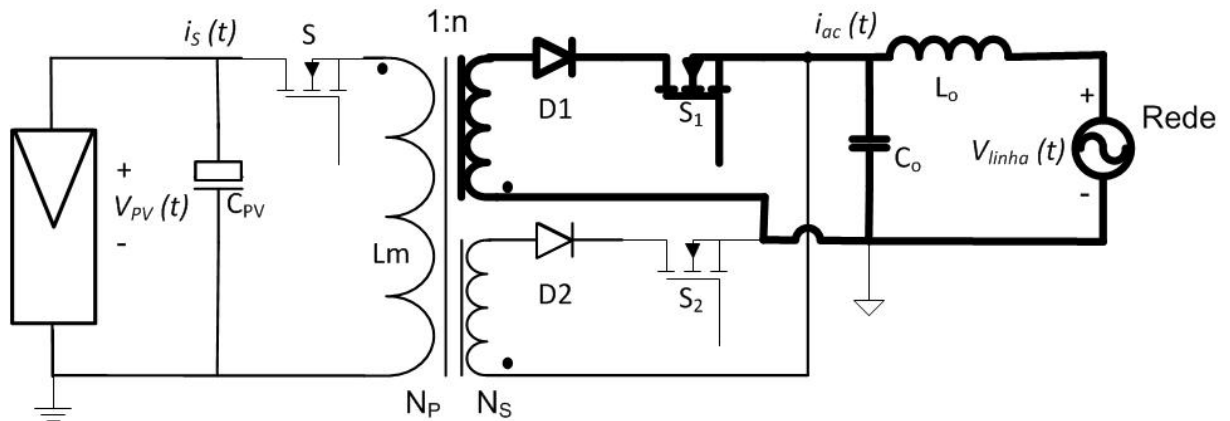
Figura 3.3 – Primeira etapa do modo de operação do inversor.



Fonte: O autor (2014).

O segundo modo de operação é dado no período em que apenas o interruptor  $S_1$  está conduzindo e todos os demais ( $S$  e  $S_2$ ) estão bloqueados, o que implica que a energia armazenada no enrolamento de magnetização ( $L_m$ ) na primeira etapa, será entregue a rede elétrica, conforme se ilustra na Figura 3.4.

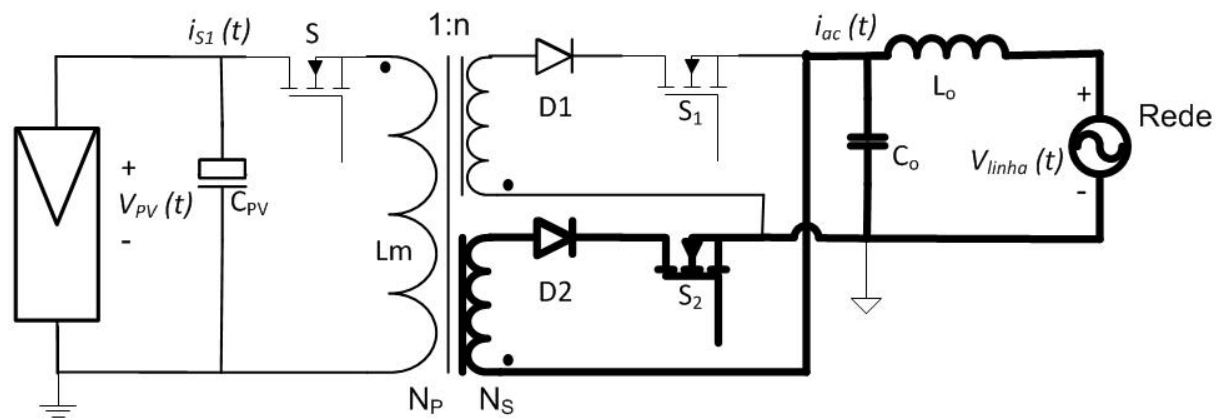
Figura 3.4 – Segunda etapa do modo de operação do inversor.



Fonte: O autor (2014).

O terceiro modo de operação é definido no período em que o interruptor  $S_2$  esta conduzindo e os demais ( $S$  e  $S_1$ ) estão em aberto, o que implica que a energia armazenada no enrolamento primário, será fornecida a rede elétrica por meio do enrolamento secundário, durante semiciclo negativo, conforme se ilustra na Figura 3.5.

Figura 3.5 – Terceira etapa do modo de operação do inversor.



Fonte: O autor (2014).

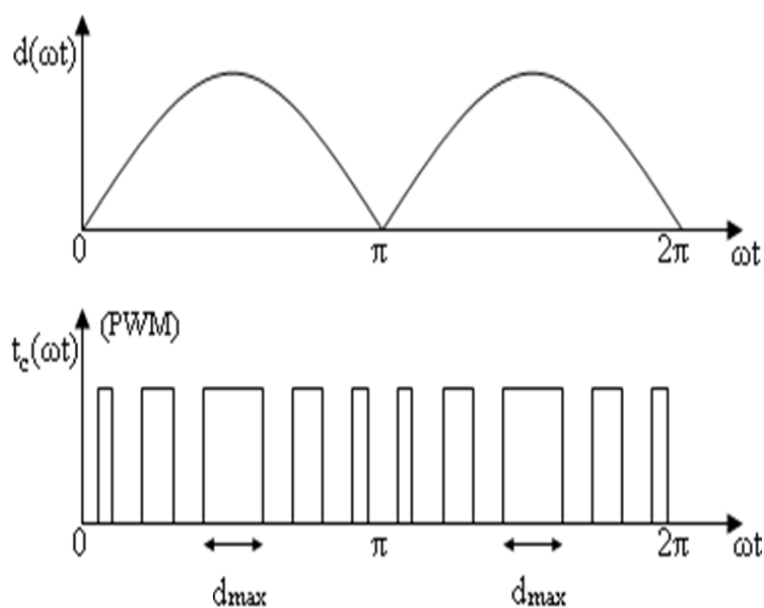
### 3.3 FORMAS DE ONDA

Considerando a operação do conversor *flyback* no MCD, a sua tensão de saída guarda uma relação linear com o ciclo de trabalho, conforme será demonstrado no capítulo 4 através da expressão (4.15). Assim, é possível obter a síntese de uma tensão senoidal retificada na saída do conversor *flyback*, através da simples variação da razão cíclica ( $d(\omega t)$ ), segundo uma lei senoidal em módulo, conforme se expressa em (3.1). Para viabilizar a conexão do microinversor a rede elétrica a tensão de saída deste deverá estar em sincronismo com a

tensão da concessionária. A Figura 3.6 apresenta graficamente o comportamento da equação (3.1), onde  $d_{máx}$  representa o máximo valor do ciclo de trabalho que garante a operação no microinversor no MCD. Sendo  $d_{máx}$  a variável de controle a qual é imposta pelo algoritmo de MPPT.

$$d(\omega t) = d_{máx} |\text{sen}(\omega t)| \quad (3.1)$$

Figura 3.6 – Comportamento da razão cíclica.



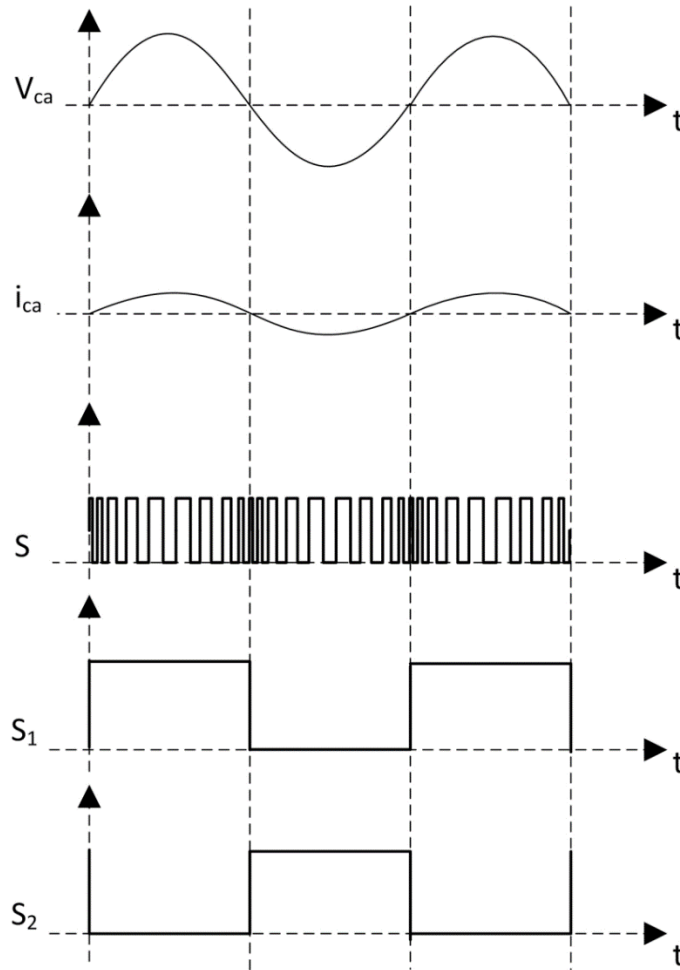
Fonte: O autor (2014).

A Figura 3.7 apresenta a síntese das principais formas de onda envolvidas neste conversor. Isso é possível graças à relação linear entre a entrada e a saída do conversor *flyback* quando este opera no MCD, como será visto no Capítulo 4. Logicamente que essa razão cíclica implica na constante alteração do tempo de condução  $t_c$  do interruptor  $S$ , logo,  $t_c$  toma a forma  $t_c(\omega t)$ , sendo também dependente da função  $|\text{sen}(\omega t)|$ .

As principais formas de onda das grandezas no modo de condução descontínua, com base na descrição de cada modo de operação e da sequência de chaveamento dos interruptores  $S$ ,  $S_1$  e  $S_2$ , são apresentadas na Figura 3.7.

Para o primeiro semiciclo da rede elétrica, no intervalo de  $0$  a  $\pi$ , o interruptor  $S$  conduz e os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  não conduzem de acordo com a variação do  $d_{máx}$  em uma frequência de 20 kHz e os interruptores  $S_1$  e  $S_2$  conduzem alternadamente em uma frequência de 60 Hz.

Figura 3.7 – Principais formas de onda e sequência de comutação dos interruptores.

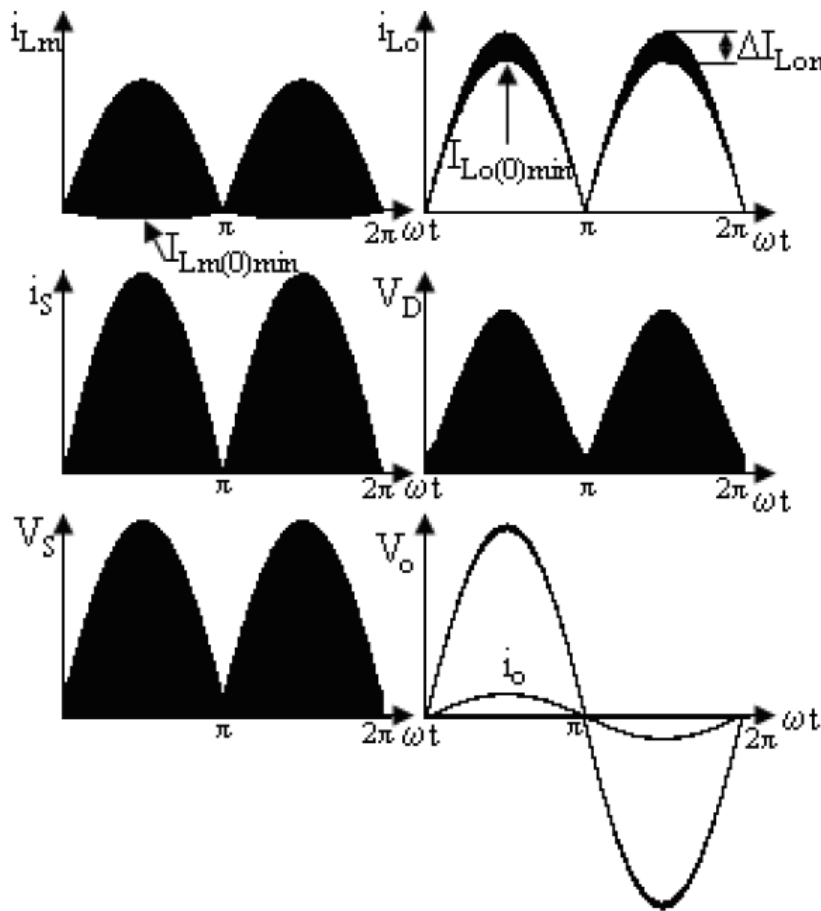


Fonte: O autor (2014).

Como a corrente  $i_{L_o}$  no indutor de saída  $L_o$  será sempre maior que zero, se for admitido, que esta corrente varia de um valor mínimo ( $i_{L_o(0)}$ ) a um valor máximo ( $i_{L_o(max)}$ ) da Figura 3.8, pode-se fazer com que a corrente de saída apresente uma pequena oscilação que será máxima ( $\Delta I_{L_o(max)}$ ) no pico da onda senoidal (LOPEZ, 2009). A seguir estão representadas as formas de onda em baixa frequência (60 Hz), considerando a modulação PWM senoidal, da corrente no indutor de magnetização  $L_m$  ( $i_{L_m}$ ), corrente no indutor de filtragem  $L_o$  ( $i_{L_o}$ ), corrente e tensão no interruptor  $S$  ( $i_S$  e  $V_S$ , respectivamente), tensão no diodo ( $V_D$ ), tensão da rede elétrica ( $V_R$ ) e corrente injetada na rede elétrica ( $i_R$ ).

A utilização de um inversor em meia ponte na saída do conversor *flyback* fará com que a corrente  $i_{L_o}$  seja invertida a cada  $180^\circ$ , construindo a corrente  $i_R$  com forma de onda senoidal necessária para injetar energia na rede elétrica comercial que possui tensão  $V_R$ .

Figura 3.8 - Formas de onda em baixa frequência, considerando a modulação PWM, das correntes e tensões presentes no conversor *flyback*.



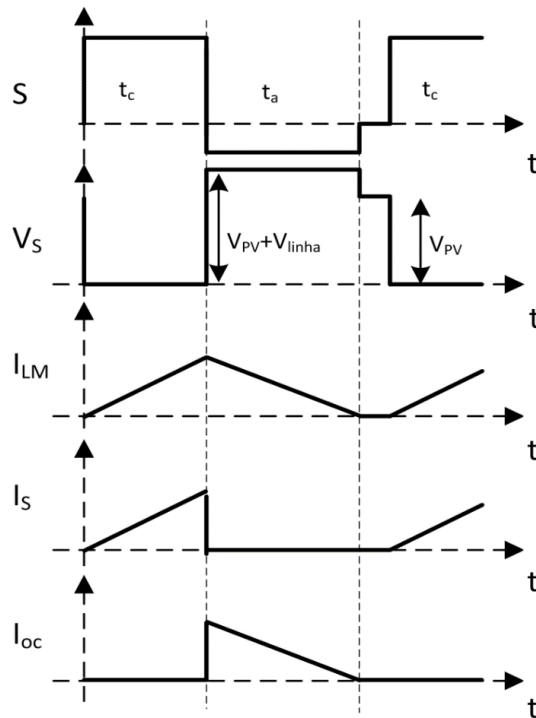
Fonte: Adaptado de (LOPEZ, 2009)

### 3.4 PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO NO MCD

Do ponto de vista da corrente de entrada, o conversor *flyback* pode operar tanto no modo de condução descontinuo (MCD) como no modo de condução contínua (MCC) e no modo de condução limite (MCB). Porém, o conversor *flyback* operando no MCD tem demonstrado maior eficiência em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, para pequenas potências, devendo ser examinado para outras aplicações em particular (NESHAASTERGARAN e KARSHENAS, 2013).

Considerando que neste trabalho o modo de operação adotado para o conversor *flyback* será no MCD, na Figura 3.9, estão apresentadas as formas de onda que relacionam o chaveamento do interruptor com as correntes no indutor primário e secundário da topologia *flyback*, no modo de condução descontinua – MCD.

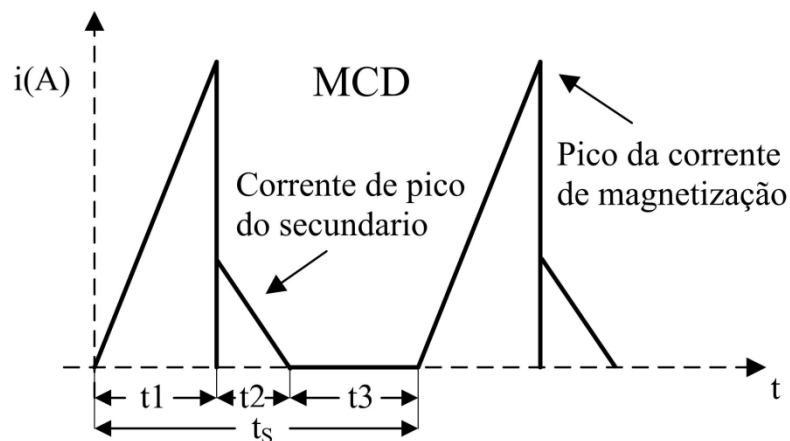
Figura 3.9 – Principais formas de ondas do conversor *flyback* no MCD.



Fonte: O autor (2014).

A indutância de magnetização do conversor *flyback* ( $L_m$ ) é o principal parâmetro para determinar o modo de operação do microinversor (NESHAASTERGARAN e KARSHENAS, 2013). O sistema deve permanecer no MCD mesmo com mudanças de irradiância solar e oscilações de temperatura, portanto, a entrada de tensão deve ser considerada para o projeto de  $L_m$ , a operação básica do conversor no MCD é demonstrada na Figura 3.10, através do comportamento da corrente de magnetização.

Figura 3.10 – Formas de ondas da corrente magnetizante no MCD.



Fonte: O autor (2014).

No intervalo  $t_1$  o interruptor  $S$  está conduzindo e a corrente de magnetização aumenta linearmente até atingir seu pico no final do período de comutação do interruptor ( $t_s$ ), ou seja,  $t = D_{MCD} \cdot T_s$ . Com base na variação linear da corrente de magnetização em  $L_m$ , o ciclo de trabalho no MCD ( $D_{MCD}$ ) pode ser obtido a partir de (3.2) (NESHAASTERGARAN e KARSHENAS, 2013).

$$D_{MCD} = \frac{L_m I_s f_s}{V_{PV}} \quad (3.2)$$

onde  $F_s$  é a frequência de comutação do interruptor  $S$  e  $I_s$  é o pico de corrente de magnetização no final do intervalo  $t_1$ . Escrevendo equação do balanço de energia ao longo de um período de comutação temos;

$$V_{PV} \bar{I}_S = v_g i_g = 2V_g I_g \text{sen}^2(\omega t) \quad (3.3)$$

onde  $v_g$ ,  $i_g$ , correspondem as formas de onda de tensão e de corrente da rede elétrica, respectivamente, as quais seguem uma lei senoidal, sendo  $V_g$  e  $I_g$  os seus valores eficazes (rms),  $\omega$  é a sua frequência angular e  $\bar{I}_S$  é valor médio em um período de comutação ou seja;

$$\bar{I}_S = \frac{t_{on}}{T_s} \times \frac{I_s}{2} = D_{MCD} \frac{I_s}{2} \quad (3.4)$$

da mesma forma, a equação do balanço de energia da rede no período resulta em;

$$V_{PV} I_{PV} = V_g I_g \quad (3.5)$$

Substituindo (3.4) em (3.2) e combinando com (3.3) e (3.5), o ciclo de trabalho no MCD pode ser escrito como;

$$D_{MCD} = 2 \sqrt{\frac{I_{PV} L_s f_s}{V_{PV}}} \text{sen}(\omega t) \quad (3.6)$$

No final do ciclo de funcionamento do conversor *flyback* a energia é armazenada no enrolamento primário estando pronta para ser transferida para o enrolamento secundário. Ambos os interruptor  $S_1$  e  $S_2$  estão desligados e a corrente de saída é fornecida a partir da energia armazenada no capacitor de filtro ( $C_o$ ).

No intervalo  $t_2$  o interruptor  $S$  abre e, dependendo da polaridade da tensão da rede, um dos interruptores  $S_1$  ou  $S_2$  conduz. O interruptor  $S_1$  conduz no meio ciclo positivo e o



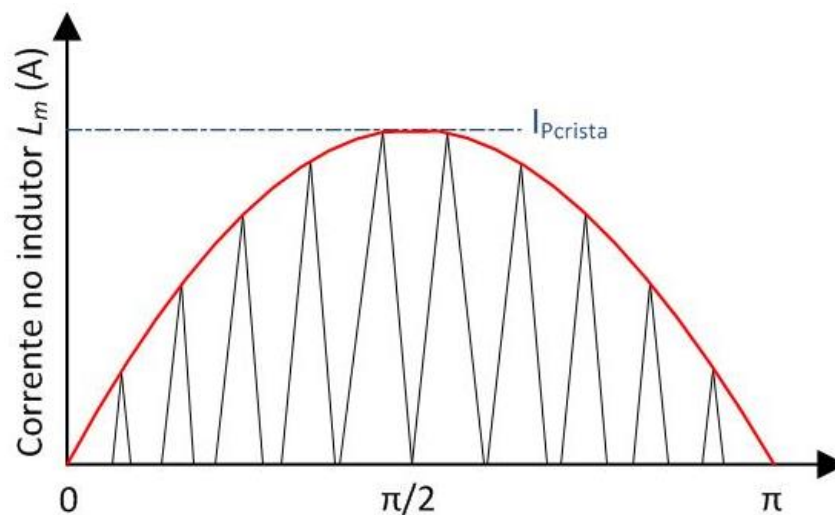
interruptor  $S_2$  conduz no meio ciclo negativo. A corrente de magnetização cai no lado secundário, com um valor de pico, dependendo da relação de espiras do transformador ( $n = N_p / N_s$ ). A corrente diminui linearmente até atingir zero no final deste intervalo. A energia armazenada no  $L_m$  é transferida para o secundário e, em seguida, para a rede.  $S_1$  e  $S_2$  sintetizam uma corrente senoidal que é filtrada e injetada na rede comercial.

No intervalo  $t_3$  o interruptor  $S$  está aberto e nenhuma corrente flui nos interruptores do circuito. A energia é fornecida pelo capacitor do filtro de saída. Esta parte é chamada de tempo morto do período de interrupção.

### 3.5 FORMAS DE ONDA DA CORRENTE NO INDUTOR DE MAGNETIZAÇÃO

O forte efeito da indutância do enrolamento de magnetização do conversor, sobre o desempenho do microinversor, exige uma concepção muito cuidadosa para o projeto do enrolamento de magnetização. Na análise que se segue, assume-se que o transformador é ideal e tem uma indutância magnetizante equivalente a do enrolamento primário, assumida como  $L_m$ , como mostrado na Figura 3.3. A Figura 3.11 mostra a corrente na indutância magnetizante  $L_m$  considerando a operação no modo de condução descontínua (DCM).

Figura 3.11 – Formas de onda da corrente no indutor  $L_m$  durante meio ciclo da linha de rede elétrica de corrente alternada.

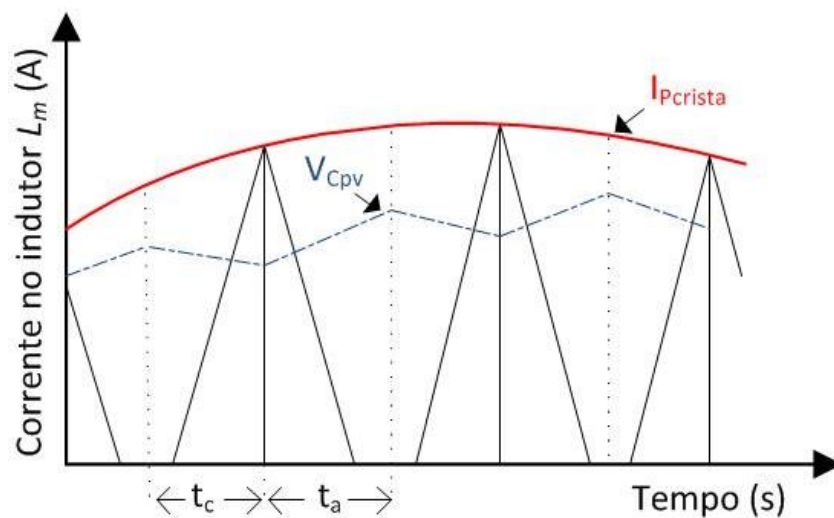


Fonte: Adaptado de (KASA, IIDA e LIANG, 2005).

Para garantir a transferência da energia gerada nos painéis PV para a rede elétrica da concessionária, na entrada do conversor se deve ter uma forma de onda de corrente segundo se apresenta na Figura 3.11, onde a corrente de pico da crista ( $I_{Pcrista}$ ) apresentada nesta figura

se refere ao valor máximo absoluto da corrente na indutância de magnetização do conversor, o seu valor máximo está associado à crista da tensão da rede elétrica. Devido ao comportamento senoidal (retificado) da corrente de entrada do conversor, propiciada pela ação do capacitor  $C_{PV}$  o valor médio da corrente  $I_{Pcrista}$  em um período de alta frequência (20 kHz) está associada ao dobro da potência nominal dos painéis PV ( $W_p$ ), dividida pela tensão nos terminais do capacitor  $C_{PV}$  ( $V_{C_{PV}}$ ). Para garantir a operação do conversor no MCD, o valor da indutância de magnetização é estabelecido de forma a garantir a operação do conversor no modo de condução crítica  $MCC_{ri}$ , para o pior caso, o qual ocorre justamente na crista da onda senoidal de baixa frequência (60 Hz). Desta forma, considerando a forma de onda representada na Figura 3.12 é fácil inferir que o valor de  $I_{Pcrista}$  será o dobro de seu valor médio, dada o seu formato triangular. A Figura 3.12 apresenta a corrente de pico na indutância magnetizante ( $L_m$ ) durante um período de comutação do interruptor do conversor ( $S$ ), onde  $t_c$  representa o tempo de condução do interruptor e  $t_a$  o tempo de bloqueio (KASA, IIDA e LIANG, 2005).

Figura 3.12 – Formas de onda de corrente no indutor  $L_m$ , e tensão no capacitor durante o período de comutação do interruptor do conversor.



Fonte: Adaptado de (KASA, IIDA e LIANG, 2005).

---

### 3.6 CONCLUSÃO

A rede de distribuição de energia elétrica, na qual se deseja injetar a energia proveniente de painéis solares fotovoltaicos, apresenta características de fonte de tensão. Visando atingir o objetivo deste trabalho que é o desenvolvimento e implementação de uma nova proposta de modificação da técnica de MPPT P&O aplicada a um microinversor para conexão a rede elétrica, um microinversor de tensão associado a um elemento limitador de corrente deve ser utilizado, de forma a garantir a injeção de uma corrente senoidal na rede elétrica. A presença do indutor de filtragem  $L_o$  na saída do microinversor associada à capacidade limitada de fornecimento de energia dos painéis PV garante a limitação da corrente de saída deste microinversor, possibilitando a conexão de painéis solares à rede elétrica. Este indutor, limita a corrente de saída do microinversor, e devido a sua associação ao capacitor de saída  $C_o$  formam um filtro de segunda ordem, o qual proporciona uma ótima filtragem da componente de alta frequência, deixando passar uma corrente elétrica com componentes de baixa frequência e reduzida distorção harmônica. Outra característica importante é o fato de que esta estrutura incorpora um transformador de alta frequência. Assim, além da sua simplicidade topológica o uso do conversor *flyback* proporcionou a obtenção de isolamento galvânica e a simplificação da implementação do inversor em meia ponte. A partir da tensão senoidal retificada, presente na saída do conversor *flyback*, é possível, através do emprego de um inversor em meia ponte operando em baixa frequência, a obtenção de uma tensão senoidal na frequência da rede elétrica em seus terminais de saída. Para garantir a transferência da energia gerada a partir dos painéis PV para a rede elétrica da concessionária, a tensão de saída do microinversor deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica, permitindo, assim a conexão segura do inversor à rede elétrica da concessionária.

---

## **CAPÍTULO 4**

### **ANÁLISE QUANTITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK**

---

## 4 ANÁLISE QUANTITATIVA DO CONVERSOR CC-CA FLYBACK

### 4.1 INTRODUÇÃO

As análises a seguir apresentadas serão referentes ao conversor CC-CA *flyback* para operação no modo de condução descontínua – MCD.

O conversor *flyback* funciona da seguinte forma: quando o interruptor principal ( $S$ ) entra em condução, a energia proveniente dos painéis PV é transferida para o indutor de magnetização ( $L_m$ ) o qual armazena esta energia sob a forma de um campo magnético crescente. Quando o interruptor  $S$  é bloqueado, a energia armazenada no campo magnético do transformador *flyback* é transferida para rede elétrica da concessionária por meio dos seus enrolamentos secundários e pela ação dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$  que operam complementarmente segundo a frequência da rede elétrica.

Neste capítulo serão apresentadas as equações necessárias para o projeto do conversor *flyback* que trata-se de uma topologia bastante conhecida na literatura, logo, serão apresentadas as principais equações baseadas na metodologia apresentada em (MELLO, 1996; BARBI e MARTINS, 2001).

### 4.2 BALANÇO DE ENERGIA NO CONVERSOR

Considerando que no modo de condução descontínua, a corrente máxima ( $I_{m\acute{a}x}$ ) no indutor de magnetização ( $L_m$ ) e a energia armazenada no enrolamento de magnetização, no início da condução do interruptores são iguais a zero, pode-se escrever que:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{V_{PV}}{L_m} d T \quad (4.1)$$

onde  $I_{m\acute{a}x}$  é a máxima corrente que irá passar através do indutor de magnetização e do interruptor do conversor ( $S$ ),  $V_{PV}$  é a tensão nos terminais do painel PV,  $d$  é o ciclo de trabalho,  $T$  o período de comutação de alta frequência e  $L_m$  é a indutância de magnetização. Assim, a energia armazenada na indutância de magnetização, isto é, no núcleo do transformador no momento em que o interruptor entra no estado de corte, é igual a:

$$E = \frac{1}{2} L_m I_{m\acute{a}x}^2 \quad (4.2)$$

---

onde  $E$  é a energia armazenada na indutância de magnetização.

A energia armazenada na indutância de magnetização, dada pela equação (4.2) é transferida para o enrolamento secundário do transformador.

Considerando que a energia é a integral da potência ao longo do tempo de outra forma se tem:

$$E = \int_0^T p_o dt = P_{PV} T = \frac{P}{F_s} \quad (4.3)$$

onde  $P_{PV}$  é a potência nominal dos painéis PV,  $T$  é o período de comutação,  $p_o$  é a potência instantânea fornecida pelos painéis PV e  $F_s$  a frequência de comutação do interruptor  $S$  do conversor *flyback*.

Assim, a energia entregue a rede elétrica pode ser expressa em função da energia entregue a uma carga resistiva equivalente, empregando este artifício as equações básicas deste conversor podem ser empregadas segundo se mostra a continuação:

$$E_o = \frac{V_o^2}{R_o} T = \frac{V_o^2}{R_o F_s} \quad (4.4)$$

onde  $E_o$  é a energia entregue a carga,  $V_o$  representa o valor eficaz da tensão da rede elétrica,  $R_o$  representa a carga equivalente vista pelos terminais do conversor,  $F$  a frequência da comutação dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$ , (igual a frequência da rede) e  $T$  o período de comutação dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$ .

Considerando que a transferência de energia entre a entrada e a saída ocorre sem perdas, ou seja, pelo princípio da conservação da energia, se pode afirmar que a energia armazenada no indutor de magnetização é totalmente entregue a carga, podendo-se, portanto, igualar a equação (4.2) com a equação (4.4) para obter a equação que representa o balanço de energia entre a entrada e a saída do conversor, dada por:

$$\frac{1}{2} L_m I_{máx}^2 = \frac{V_o^2}{R_o F_s} \quad (4.5)$$

---

### 4.3 CORRENTE MÁXIMA NOS DIODOS

Tendo em vista que a energia armazenada no núcleo do transformador, através do seu enrolamento de magnetização deve ser igual à energia transferida ao secundário e considerando a relação de transformação do transformador, é possível obter a expressão para determinação da corrente máxima que circula pelos interruptores e diodos de saída  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $D_1$  e  $D_2$  ( $I_{Dmáx}$ ):

$$I_{Dmáx} = \frac{N_p}{N_s} I_{máx} \quad (4.6)$$

onde  $I_{Dmáx}$  é a corrente máxima que circula pelos diodos  $D_1$  e  $D_2$ ,  $N_p$  é o número de espiras do enrolamento primário (magnetizante) e  $N_s$  é o número de espiras do enrolamento secundário.

Toda a energia entregue à saída do conversor *flyback* é armazenada no enrolamento secundário a cada ciclo, portanto realizando uma relação entre a potência de saída e a frequência de comutação dos interruptores ( $S_1$  e  $S_2$ ) se pode obter:

$$E_o = \frac{P_{PV}}{F_s} \quad (4.7)$$

A corrente máxima ( $I_{Dmáx}$ ) que irá circular pelos interruptores e diodos de saída  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $D_1$  e  $D_2$ , também pode ser obtida igualando-se as (4.2) e (4.7) e considerando a relação de transformação do transformador, resultando na equação (4.10):

$$\frac{1}{2} L_m I_{máx}^2 = \frac{P_{PV}}{F_s} \quad (4.8)$$

$$I_{máx}^2 = \frac{2 P_{PV}}{F_s L_m} \quad (4.9)$$

$$I_{Dmáx} = \frac{N_p}{N_s} \sqrt{\frac{2 P_{PV}}{F_s L_m}} \quad (4.10)$$

### 4.4 DETERMINAÇÃO DO GANHO ESTÁTICO DO CONVERSOR FLYBACK

Continuando com as deduções das equações (4.1) e (4.9) se demonstra que a carga equivalente absorve toda a energia gerada pelos painéis PV.

---

---


$$\left(\frac{V_{PV}}{L_m} D T\right)^2 = \frac{2 P_{PV}}{F_s L_m} \quad (4.11)$$

$$\left(\frac{V_{PV}}{L_m} D T\right)^2 = \frac{2 T V_o^2}{L_m R_o} \quad (4.12)$$

$$\frac{V_o^2}{V_{PV}^2} = \frac{R_o}{L_m} \frac{T}{2} d^2 \quad (4.13)$$

$$\sqrt{\frac{V_o^2}{V_{PV}^2}} = \sqrt{\frac{R_o}{L_m} \frac{T}{2} d^2} \quad (4.14)$$

$$\frac{V_o}{V_{PV}} = d(\omega t) \sqrt{\frac{R_o T}{2 L_m}} \quad (4.15)$$

#### 4.5 INDUTÂNCIA DO ENROLAMENTO DE MAGNETIZAÇÃO DO CONVERSOR

Conforme visto no capítulo 3 o efeito das indutâncias no enrolamento de magnetização do conversor pode comprometer o desempenho do conversor, por este motivo deve-se ter cuidado na concepção e projeto do enrolamento de magnetização em seu valor de indutância.

Para calcular a indutância do enrolamento de magnetização pode-se utilizar a equação (4.11), resultando em:

$$L_m = \frac{(V_{PV} d)^2}{2 P_{PV} T} \quad (4.16)$$

#### 4.6 DETERMINAÇÃO DO VALOR CRÍTICO DA INDUTÂNCIA $L_m$

A determinação do ganho estático do conversor *flyback* no modo de condução contínua – (MCC) pode ser realizada facilmente, já que a tensão média em qualquer indutor deve ser nula. Assim, aplicando-se o princípio do balanço volts x segundos no indutor  $L_m$  se obtém.

$$V_{PV} t_c = \frac{V_o}{n} t_a \quad (4.17)$$


---



$$V_{PV} d T = \frac{V_o}{n} (1 - d) T \quad (4.18)$$

$$\frac{V_{PV}}{V_{PV}} \frac{d}{(1 - d)} \frac{T}{T} = \frac{V_o}{n \cdot V_o} \frac{(1 - d) T}{(1 - d) T} \quad (4.19)$$

$$\frac{V_o}{n V_{PV}} = \frac{d}{(1 - d)} \quad (4.20)$$

onde  $V_{PV}$  é a tensão de saída dos painéis PV,  $t_c$  é o período em que o interruptor conduz,  $t_a$  é o período em que o interruptor não conduz,  $V_o$  é a tensão de saída,  $n$  é a relação de transformação do conversor,  $d$  é o ciclo de trabalho e  $T$  é o período de comutação do interruptor.

No MCCrit, as equações referentes ao ganho estático do conversor, obtidas para a operação no MCD (4.15) e para o MCCrit (4.20) são válidas (MARTINS e BARBI, 2008). Assim, igualando-se ambas as equações se pode obter o valor crítico para a indutância de saída (no pior caso) é obtido através da equação (4.24) e:

$$d \sqrt{\frac{R_o T}{2 L_{critico}}} = \frac{n d}{(1 - d)} \quad (4.21)$$

$$d \cdot \sqrt{\frac{R_o T}{2 L_{critico}}} = \frac{n d}{(1 - d)} \quad (4.22)$$

$$d_{critico} = 1 - \frac{\sqrt{2} n}{\sqrt{\frac{R_o T}{2 L_{critico}}}} \quad (4.23)$$

$$L_{critico} = \frac{R_o T (d - 1)^2}{2 n^2} \quad (4.24)$$

onde  $V_{PV}$  é a tensão de saída dos painéis PV,  $R_o$  é a resistência de saída,  $V_o$  é a tensão de saída,  $n$  é a relação de transformação do conversor,  $d$  é o ciclo de trabalho,  $D_{critico}$  é o valor de ciclo de trabalho crítico,  $L_{critico}$  é o valor de indutância crítica e  $T$  é o período de comutação do interruptor.

---

#### 4.7 CAPACITOR DE SAÍDA DO CONVERSOR

A razão cíclica será a máxima quando a tensão de entrada for mínima e a carga estiver exigindo a máxima potência de saída. Neste momento, o indutor de magnetização irá armazenar sua máxima quantidade de energia, logo utilizando a equação (4.16) se tem:

$$L_m \leq \frac{(d_{m\acute{a}x} V_{PVmin})^2}{2 P_{o,m\acute{a}x} T} \quad (4.25)$$

onde  $L_m$  é a indutância de magnetização,  $d_{m\acute{a}x}$  é a razão cíclica máxima (ciclo de trabalho máximo),  $V_{PVmin}$  a tensão mínima nos terminais do painel PV,  $P_o$  a potência de saída do conversor e  $T$  o período de comutação do interruptor do conversor *flyback* ( $S$ ).

Igualando as equações (4.5) e (4.7), considerando  $P_o = R_o \cdot I_o^2$  e isolando-se o termo  $L_m$  obtém-se:

$$L_m = \frac{2 R_o I_o^2}{F I_D^2} \quad (4.26)$$

onde  $I_o$  é a corrente fornecida para a carga e pode ser considerada como a corrente média que passa através do diodo, logo:

$$I_o = \frac{N_p I_{m\acute{a}x} (1 - d)}{2 N_s} \quad (4.27)$$

Substituindo o termo  $I_o$  da equação (4.26) pela equação (4.27) e considerando a relação entre  $I_D$  e  $I_{m\acute{a}x}$ , dada pela equação (4.28) de cálculo de capacitor através da sua resistência série equivalente (MELLO, 1996), obtém-se a expressão para o cálculo do indutor secundário do *flyback* pela equação (4.29):

$$ESR \leq \frac{\Delta V_c}{I_{m\acute{a}x_s}} \quad (4.28)$$

$$L_s = \frac{(1 - d)^2 R_o}{2 F} \quad (4.29)$$

O pior caso ocorre quando o interruptor do conversor ( $S$ ) fica em condução por um maior período de tempo, e desta forma, a máxima quantidade de energia é armazenada no enrolamento magnetizante e o indutor secundário terá menos tempo para liberar esta energia.

---

---

Assim, deve-se utilizar o valor do ciclo de trabalho máximo ( $d_{m\acute{a}x}$ ) na equação (4.29), podendo ser reescrita como:

$$L_s = \frac{(1 - d_{m\acute{a}x})^2 \left( \frac{V_o + V_D}{I_o} \right)}{2 F} \quad (4.30)$$

Segundo (MELLO, 1996), o valor mínimo do capacitor de saída deve obedecer a seguinte expressão:

$$C_o \geq \frac{(I_{m\acute{a}x} - I_o)^2 \sqrt{\frac{2 F L_s}{R_o}}}{2 I_{m\acute{a}x} F \Delta V_c} \quad (4.31)$$

onde  $C_o$   o capacitor de saída,  $I_{m\acute{a}x}$   a máxima corrente no indutor de magnetização,  $I_o$   a corrente de saída do conversor,  $F$  é a frequência de comutação dos interruptores  $S_1$  e  $S_2$ ,  $L_s$   o valor de indutância do enrolamento secundário,  $R_o$   a resistência de saída e  $\Delta V_c$   a diferença de tensão que o capacitor deve suportar.

---

## 4.8 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou um estudo quantitativo a respeito do conversor *flyback* operando no modo de condução descontínua – MCD.

Inicialmente, um estudo a respeito do comportamento das correntes e tensões de cada um dos três estágios de funcionamento do microinversor foi realizado. Obtendo-se as equações de corrente e tensão instantâneas nos componentes do microinversor e aplicando o conceito de valor médio nessas equações, foi possível obter o balanço de energia do conversor.

Foi apresentada a análise da corrente máxima que pode circular pelos interruptores e diodos do terceiro estágio, no pior caso, de forma que se possa dimensioná-los no projeto de concepção do circuito sem que estes sejam danificados. Foi possível equacionar o cálculo da indutância do enrolamento de magnetização do conversor e obter as equações do ganho no modo de condução crítica para então, obter a equação do capacitor de saída do microinversor.

Nesse estudo verificou-se que, se não houver variação na carga do conversor, o tempo de condução do interruptores do conversor também não irá variar, conferindo ao mesmo, uma característica linear entre a tensão de entrada e a tensão de saída, permitindo obter, na saída do conversor, uma corrente e tensão com forma de onda proporcional a variação do ciclo de trabalho.

---

## **CAPÍTULO 5**

### **DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA**

---

## 5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

### 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo será apresentado o projeto do microinversor baseado no conversor *flyback*, empregando para tanto o estudo realizado no capítulo 4.

O projeto do conversor *flyback* depende diretamente das características elétricas dos módulos fotovoltaicos a serem utilizados, apresentadas no capítulo 2, assim como depende da quantidade e do tipo de arranjos entre estes. Já o projeto do controle será realizado a partir das características elétricas dos painéis fotovoltaicos constantes no manual do fabricante, que neste trabalho refere-se ao módulo fotovoltaico SR50, da SIEMENS® (SIEMENS, 1997).

### 5.2 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

O objetivo deste item é apresentar as especificações técnicas do microinversor proposto, visando o seu dimensionamento. Assim, basicamente, o microinversor deve gerar uma tensão de saída compatível com a tensão da rede elétrica e ser capaz de processar a energia proveniente de dois módulos solares fotovoltaicos. Deste modo, as principais informações relativas as características dos painéis PV e da rede elétrica são apresentadas a continuação.

$$V_o = 127 V$$

$$F_{rede} = 60 Hz$$

$$P_{PV} = 100 W$$

$$F_s = 20 kHz$$

$$V_{PV\ MPP} = 34 V$$

$$n = 3$$

$$\eta = 80 \%$$

onde,

$V_o$  tensão de saída do microinversor compatível com a tensão da rede;

$P_{PV}$  potência de pico fornecida pelos painéis PV associados em série;

$F_s$  frequência de comutação do interruptor principal do conversor (S);

---

$V_{PV\ MPP}$	tensão no ponto de máxima potência nos painéis PV em série;
$n$	relação de espiras do transformador do conversor <i>flyback</i> ;
$\eta$	eficiência do conversor <i>flyback</i> (BARBI e MARTINS, 2001).

### 5.3 DIMENSIONAMENTO DO CONVERSOR *FLYBACK*

A partir das especificações técnicas apresentadas no item anterior, e fazendo uso do estudo apresentado no capítulo 4, se pode determinar o valor do indutor de magnetização  $L_m$ , o valor do capacitor de saída, o valor da resistência de carga equivalente a ser conectada a saída do conversor *flyback* visando emular a rede elétrica. Assim, como o valor máximo do ciclo de trabalho, que são apresentados a continuação:

$$L_m = 42 \mu H \quad (5.1)$$

$$C_o = 1 \mu F \quad (5.2)$$

$$R_o = 161 \Omega \quad (5.3)$$

$$d_{m\acute{a}x} = 0,7 \quad (5.4)$$

#### 5.3.1 Dimensionamento Físico do Núcleo do Transformador

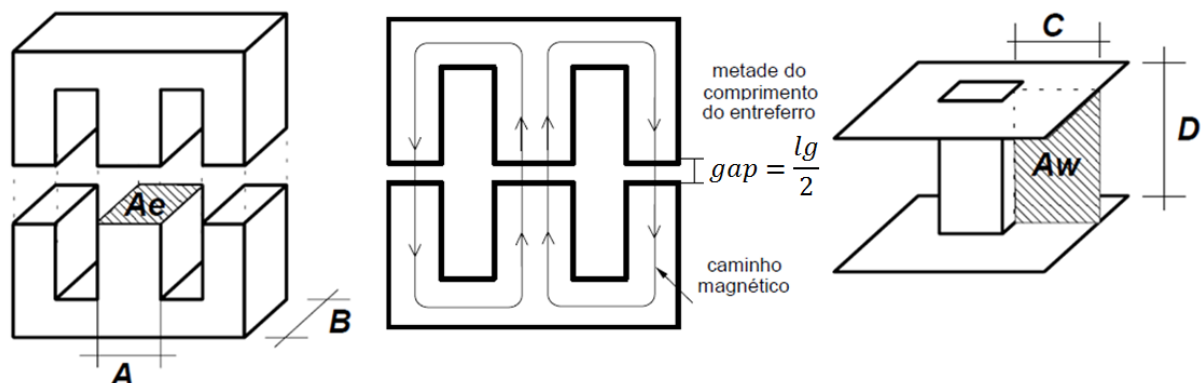
O dimensionamento físico do transformador do conversor *flyback* se dá a partir da sua indutância de magnetização, pois, este não opera como transformador, mas sim como indutores acoplados, visto que em um transformador não há armazenamento de energia, como ocorre no caso deste conversor, onde toda a energia transferida à carga é inicialmente armazenada na indutância magnetizante ( $L_m$ ), durante o intervalo de condução do interruptor, sendo, esta energia, posteriormente transferida para a saída através dos enrolamentos secundários deste dispositivo (BARBI e MARTINS, 2001). Salienta-se ainda que a operação no modo de condução descontínua irá propiciar uma redução no tamanho do transformador em comparação a operação no modo de condução contínua (FAIRCHILD SEMICONDUCTOR, 2003). Tendo em vista o exposto e a metodologia de dimensionamento de componentes magnéticos proposta por (BARBI e MARTINS, 2001), a continuação se apresenta a determinação do tamanho mínimo do núcleo, assim como a especificação comercial do mesmo, seguida da especificação do número de espiras dos enrolamentos, da

---

seção máxima destes condutores considerando o efeito pelicular (do inglês *skin*) e o valor do entre-ferro (do inglês *gap*).

O tamanho do núcleo é função da energia armazenada no mesmo, e baseia-se nas leis de Ampère, Faraday, nas relações volt-ampère em um indutor e na relação entre a indução magnética e o campo magnético (BARBI, FONT e ALVES, 2002). Os fabricantes de núcleos de ferrite especificam o tamanho de seus núcleos a partir do produto entre área efetiva ( $A_e$ ), através da qual flui o campo magnético e da janela, e a área da janela ( $A_w$ ) a qual representa o espaço físico disponível para a alocação de todos os enrolamentos do transformador, conforme se ilustra na Figura 5.1. Este produto é usualmente denominado ( $A_p$ ) e se obtém segundo (5.5).

Figura 5.1 – Núcleo de ferrite do tipo EE e carretel, evidenciando  $A_e$ ,  $A_w$  e o entre ferro ( $l_g$ ).



Fonte: (BARBI, FONT e ALVES, 2002).

$$A_p = \left( \frac{2 \cdot E_{m\acute{a}x} \cdot 10^4}{K_u \cdot K_j \cdot B} \right)^{0,54} \quad (5.5)$$

onde:

- $K_j$  fator de densidade de corrente dos fios;
- $K_u$  fator de utilização da área da janela;
- $B$  densidade de fluxo magnético em Tesla;
- $E_{m\acute{a}x}$  energia máxima armazenada no indutor magnetização  $L_m$ .

Sendo  $E_{m\acute{a}x}$  a máxima energia que será armazenada na indutância de magnetização, a qual pode ser determinada conforme se expressa em (5.6):



---


$$E_{m\acute{a}x} = \frac{L \cdot I_p k^2}{2} = 0,014 J \quad (5.6)$$

O fator de densidade de corrente dos fios ( $K_j$ ) é determinado em função da máxima elevação da temperatura tolerada no núcleo ( $At$ ), já o fator de utilização da área da janela ( $K_u$ ) é um dado empírico relacionado ao processo de bobinagem dos enrolamentos, e finalmente, o valor máximo da densidade de fluxo magnético ( $B$ ) que um determinado núcleo pode ser submetido, depende dos materiais empregados na sua fabricação, e da frequência de operação do conversor. Desta forma, a medida que a frequência de comutação aumenta, as perdas no núcleo também crescem, considerando um mesmo valor de indução. Visando reduzir estas perdas, o projetista tem basicamente três opções: reduzir a frequência; adquirir núcleos de melhor qualidade e por tanto de custo mais elevado; ou reduzir o valor máximo de  $B$ , o que implica no aumento do tamanho do núcleo necessário para implementação do indutor. Tendo em vista as considerações acima expostas, a continuação, se apresenta, de forma sintética, o dimensionamento do núcleo do transformador do conversor, o qual é basicamente o dimensionamento do indutor  $L_m$ , ao qual se agregam dois enrolamentos adicionais para implementação do inversor em meia ponte mostrado na Figura 3.2. Para tanto, em função dos núcleos disponíveis no laboratório serem do tipo IP6 do fabricante Thornton, considerando a frequência de comutação de 20 kHz, uma elevação máxima da temperatura de 55 °C (BARBI e MARTINS, 2001), e as características do núcleo empregado (THORNTON, 2008) a indução magnética máxima foi limitada em 145 mT, o dimensionamento do núcleo se deu a partir dos seguintes parâmetros:

Varição da temperatura  $At = 55$  °C

Fator de utilização da janela  $K_u = 0,2$

Densidade do fluxo magnético  $B = 0,145$  T

O fator de densidade de corrente nos fios em um núcleo do tipo EE, pode ser determinado a partir de (5.7):

$$K_j = 63,35 \cdot At^{0,54} = 551,496 \quad (5.7)$$

Substituindo-se os respectivos valores numéricos na expressão (5.5) o valor de  $A_p$  é obtido, resultando em  $A_p = 18,0$  cm<sup>4</sup>. De posse do valor de  $A_p$ , e através do emprego da Tabela

---

5.1 é possível realizar a seleção do núcleo de ferrite a ser utilizado, o qual resultou ser o núcleo 65/33/26 dado que seu valor de  $A_p = 57,2 \text{ cm}^4$  era o único compatível com a necessidade.

A partir da seleção do núcleo a sua área efetiva é imediatamente determinada em função dos dados do fabricante, disponibilizados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Dados para o núcleo de ferrite tipo EE.

<b>Designação</b>	<b><math>A_p \text{ (cm}^4\text{)}</math></b>	<b><math>A_e \text{ (cm}^2\text{)}</math></b>	<b><math>L_e \text{ (cm)}</math></b>
42/21/15	4,66	1,82	9,7
42/21/20	6,14	2,40	9,7
55/28/21	13,3	3,54	12,3
65/33/26	19,2	5,32	14,7

Fonte: Adaptado de (THORNTON, 2008).

onde:

$A_p$  Produto entre área efetiva ( $A_e$ ) e a área da janela ( $A_w$ );

$A_e$  Área efetiva, área média do núcleo perpendicular as linhas de fluxo magnético;

$L_e$  Comprimento efetivo, distância média do percurso que o fluxo magnético faz;

A partir da seleção do núcleo determina-se finalmente o número de espiras dos enrolamentos, a seção dos fios, e a espessura do entreferro (do inglês *gap*).

$$gap = \frac{lg}{2} = 1000 \frac{E \mu_o}{A_e B^2} = 1,57mm \quad (5.8)$$

O número de espiras do enrolamento primário pode ser obtido a partir de (5.9):

$$Np = \sqrt{\frac{2 E L}{A_e^2 B^2}} = 14 \text{ voltas} \quad (5.9)$$

Considerando a relação de transformação adotada de três vezes ( $n = 3$ ), ambos os enrolamentos secundários possuem três vezes mais espiras que o enrolamento primário, conforme se apresenta em (5.10).

---

$$Ns = n \cdot Np = 42 \text{ voltas} \quad (5.10)$$

A densidade de corrente nos enrolamentos pode ser determinada a partir de (5.11).

$$J = Kj \cdot Ap^{-0,12} = 339,356 \frac{A}{cm^2} \quad (5.11)$$

Assim, a determinação da área de cobre necessária para a confecção dos enrolamentos primário e secundário pode ser obtida a partir de (5.12), resultando em  $3,094 \text{ mm}^2$ , para o enrolamento primário, considerando um valor eficaz da corrente primária  $I_{Lm\ ef} = 10,5 \text{ (A)}$  e  $0,413 \text{ mm}^2$  para os enrolamentos secundários, a partir de um valor eficaz das correntes secundárias de  $I_{S\ ef} = 1,4 \text{ (A)}$ .

$$A_{cup} = \frac{I_{ef} \cdot 100}{J} \quad (5.12)$$

Considerando que pelos condutores deste transformador irão circular correntes em alta frequência ( $F = 20 \text{ kHz}$ ), é necessário levar em consideração o efeito pelicular (do inglês *skin effect*) que restringe a seção condutora para as componentes de frequência elevada, fazendo com que a corrente circule apenas pela sua superfície. Para compensar este efeito é necessário utilizar condutores cuja seção seja compatível com a profundidade de penetração, ou profundidade pelicular, a qual é função da frequência das correntes. A expressão (5.13) estabelece a seção máxima de qualquer condutor, em função da frequência das correntes que por ele circulam, levando o efeito pelicular em consideração. Assim, pode ser necessária a associação de vários condutores em paralelo dependendo da amplitude das correntes e da frequência de operação.

$$Seção = \frac{1089 \pi}{F} [mm^2] \quad (5.13)$$

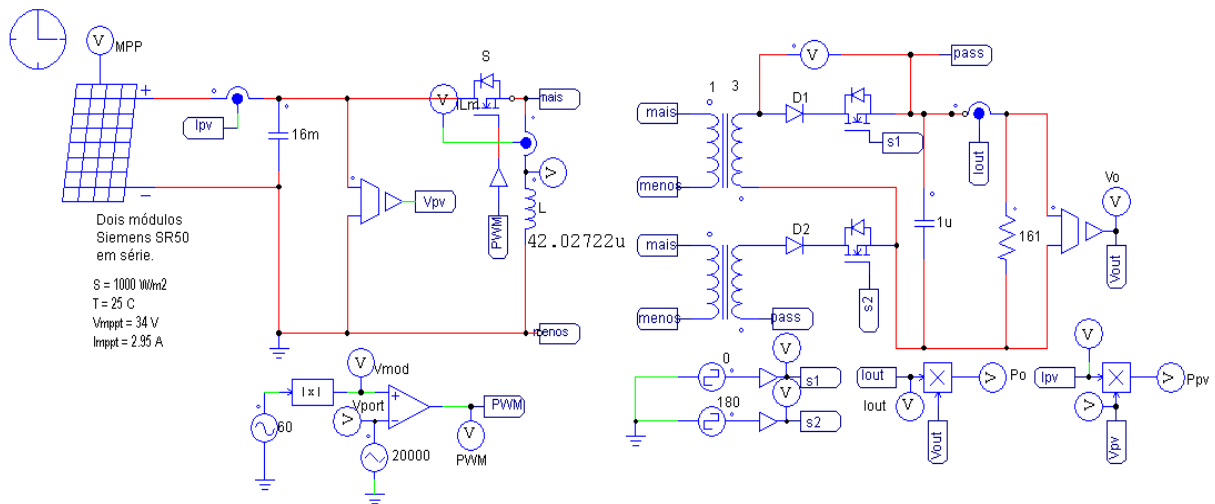
#### 5.4 SIMULAÇÃO DO CONVERSOR FLYBACK

Para validar o estudo até aqui desenvolvido, o microinversor será simulado visando à determinação das suas principais formas de onda, para tanto, foi empregado o software PSIM<sup>®</sup>, o qual é uma poderosa ferramenta de simulação digital, que pode inclusive ser integrado ao ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>. Através da realização destas simulações será possível, antes mesmo da implementação do protótipo, verificar as hipóteses geradoras do

---

estudo. Da mesma forma, será possível validar a metodologia de projeto empregada, possibilitando inclusive, a realização de ajustes nos valores dos componentes e das variáveis de controle. O microinversor simulado via software PSIM<sup>®</sup>, é apresentado na continuação, com o diagrama esquemático da Figura 5.2.

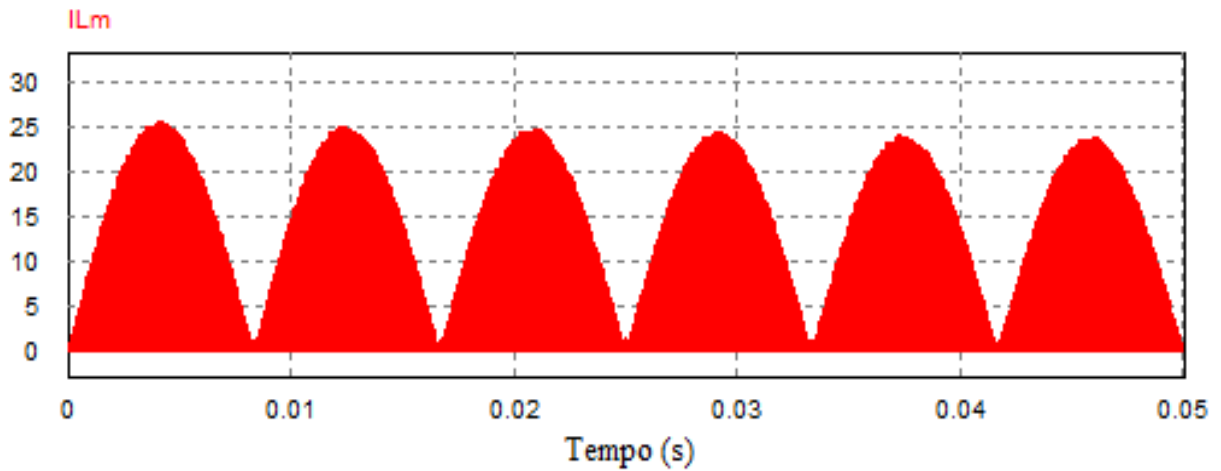
Figura 5.2 – Diagrama esquemático completo do microinversor *flyback* no software PSIM<sup>®</sup>.



Fonte: O autor (2014).

A corrente no indutor de magnetização ( $L_m$ ) é apresentada na Figura 5.3. Como era esperado, apresenta uma componente de alta frequência, devido à ação do interruptor  $S$ , o qual abre e fecha, a uma frequência de 20 kHz. A componente senoidal de baixa frequência modula a amplitude desta corrente em decorrência da síntese de tensão senoidal na sua saída, associado ao princípio da conservação da energia, que estabelece que a potência fornecida pelos painéis, deve ser igual à potência entregue a carga, em um período de comutação, isto é, se expressa conforme (3.3). Dado que a tensão  $V_{PV}$ , é praticamente constante, a corrente de entrada deve seguir um comportamento senoidal, para que a expressão (3.3) possa se verificar. A amplitude da corrente neste indutor é o dobro do valor da corrente média, de entrada em um período de comutação de alta frequência, conforme descrito no capítulo 3, considerando um período de alta frequência, a forma de onda desta corrente é triangular, conforme detalhado na Figura 5.4.

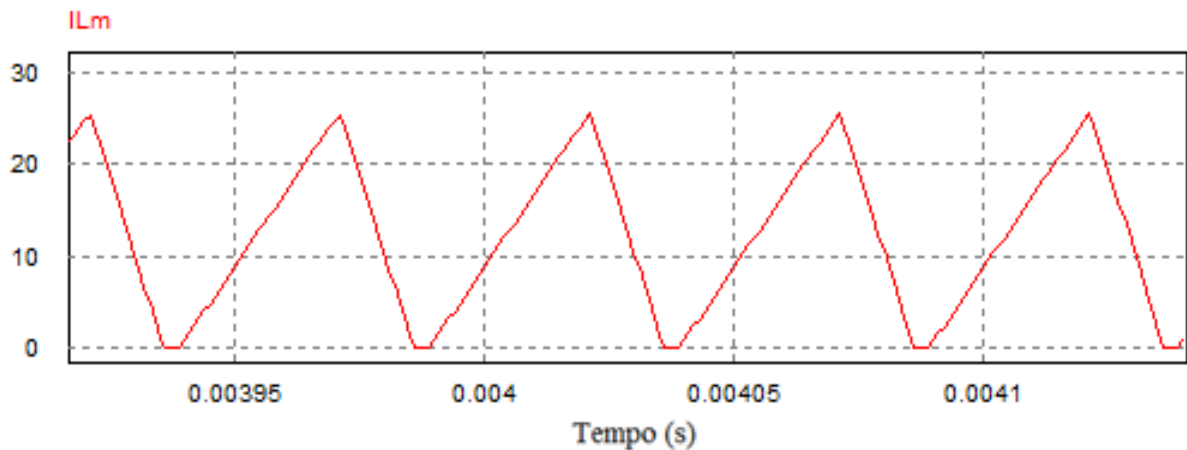
Figura 5.3 – Corrente no indutor  $L_m$  do conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

A Figura 5.4 apresenta o detalhe do pico da onda de corrente no indutor  $L_m$ , retirado da onda apresentada na Figura 5.3, a fim de demonstrar o comportamento da corrente no modo de condução descontínua, validando a teoria exposta no capítulo 3 e ilustrada pela Figura 3.12.

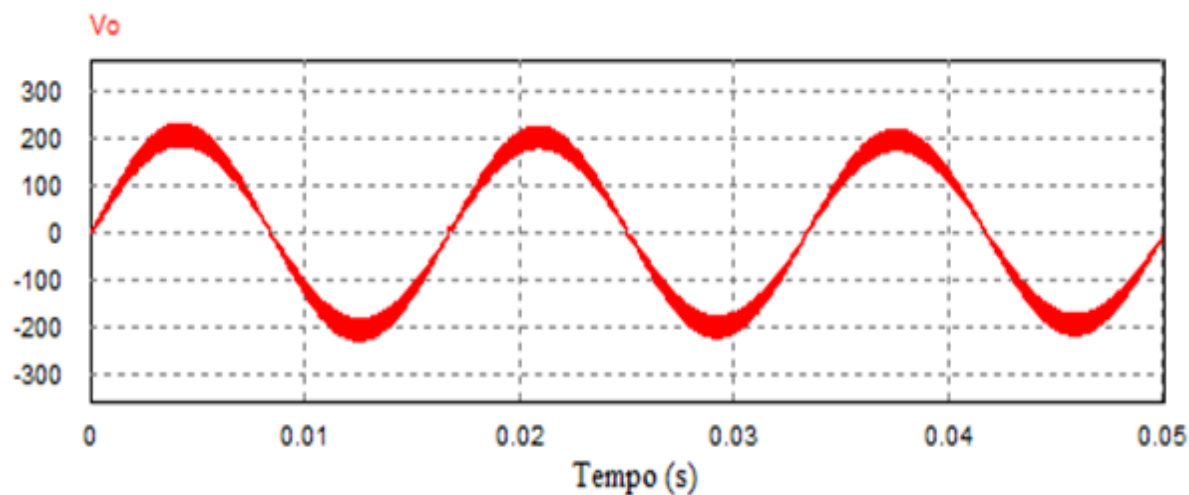
Figura 5.4 – Detalhe da corrente no indutor  $L_m$  do conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

Com o objetivo de analisar o funcionamento do conversor *flyback*, empregando o controle PWM senoidal apresentado até o momento, associado a um inversor em meia ponte, foi realizada a simulação e medição da tensão de saída ( $V_o$ ), apresentada na Figura 5.5, e da corrente de saída ( $I_o$ ) apresentada na Figura 5.6, considerando um nível de irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

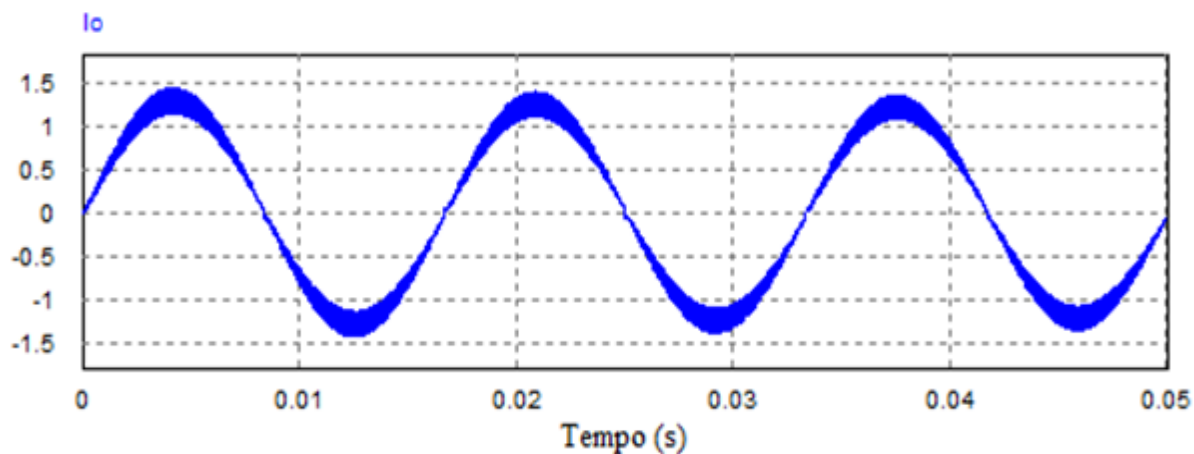
Figura 5.5 – Tensão de saída do conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

O comportamento senoidal observado em ambas as figuras validou o dimensionamento do sistema, evidenciando a operação do conversor no MCD e a síntese de uma tensão senoidal em sua saída conforme era esperado.

Figura 5.6 – Corrente de saída do conversor *flyback*.



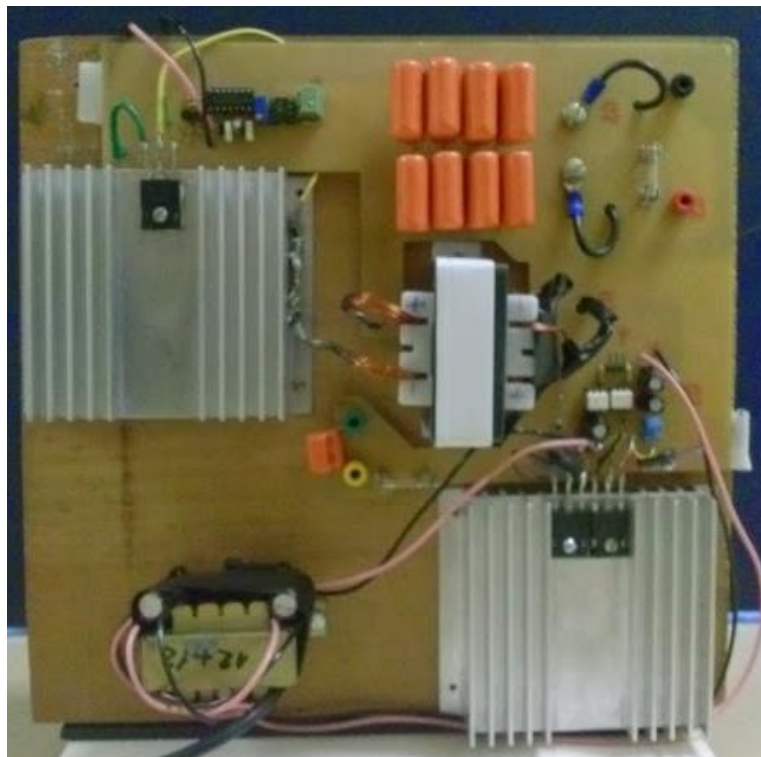
Fonte: O autor (2014).

---

## 5.5 O PROTÓTIPO IMPLEMENTADO

A Figura 5.7 apresenta uma foto do microinversor implementado, cujos componentes são especificados na Tabela 5.2.

Figura 5.7 – Protótipo implementado do conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

Tabela 5.2 - Valores e dados dos principais componentes de projeto.

<b>Componente</b>	<b>Valor</b>	<b>Part number / Fabricado</b>
Capacitor de acoplamento	16 mF	-
MOSFET do conversor interruptor $S$	-	STE24NA100
MOSFET do inversor interruptor $S_1$ e $S_2$	-	IRFPG50
Indutância do enrolamento primário	42 $\mu$ H	Construído no Laboratório
Indutância do enrolamento secundário	126 $\mu$ H	Construído no Laboratório
Diodos do inversor	-	BYV26C

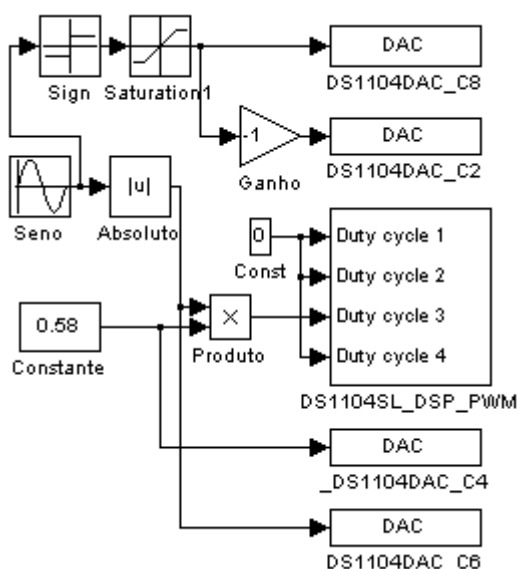
Fonte: O autor (2014).

---

## 5.6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO MICROINVERSOR

A partir da implementação física do protótipo de um microinversor *flyback*, foram realizados ensaios experimentais, utilizando-se, para tanto, um osciloscópio digital. Os resultados que se apresentam a continuação seguem a mesma sequência proposta no item 5.4, primeiro foram capturados os sinais relativos à síntese do sinal de controle, um detalhe do sinal aplicado a porta (do inglês *gate*) do transistor MOSFET que implementa o interruptor *S*, neste momento, operando em integração com a placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>. Salienta-se que todos os sinais são processados na placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup> a qual é programada através do ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>. A Figura 5.8 apresenta o diagrama de blocos elaborado para gerar os sinais de controle apresentados. O funcionamento com a placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup> será melhor apresentado no capítulo 7, através da discussão da implementação do algoritmo de MPPT proposto.

Figura 5.8 – Esquema do controle PWM para o conversor no Matlab/Simulink<sup>®</sup> realizado na placa da dSPACE<sup>®</sup>.

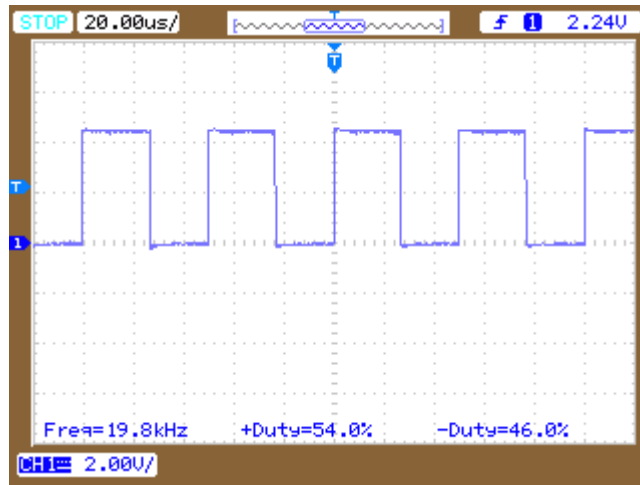


Fonte: O autor (2014).

Na Figura 5.9 é apresentada a tensão sobre o *gate* do MOSFET do conversor *flyback* relacionada ao controle da modulação PWM senoidal, gerado de forma digital pela placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, verifica-se que a largura do pulso oscila entre 46% e 54% e que a frequência deste sinal é de 20 kHz.



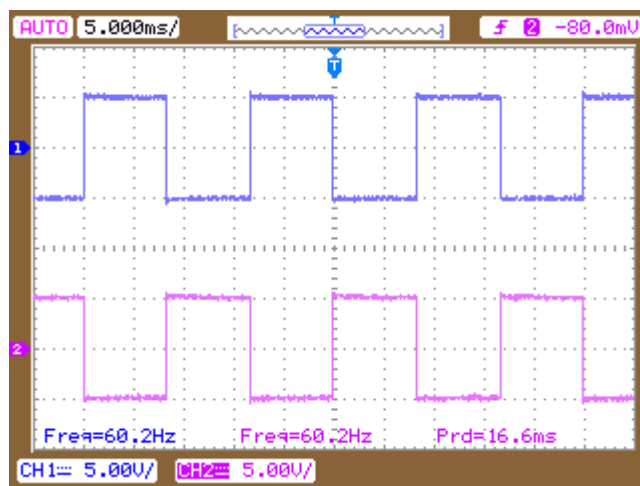
Figura 5.9 – Forma de onda do controle PWM que aciona o interruptor do conversor *flyback* .



Fonte: O autor (2014).

A tensão de acionamento dos MOSFETs ( $S_1$  e  $S_2$ ) que implementam o inversor em meia ponte conectado na saída do conversor *flyback*, são apresentadas na Figura 5.10. Observa-se que são sinais complementares de baixa frequência, que permitem a inversão de um dos semiciclos da tensão de saída do microinversor.

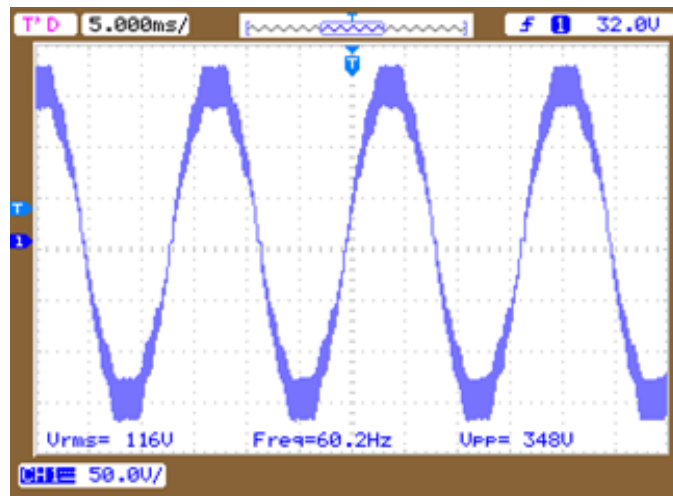
Figura 5.10 – Formas de onda de tensão de chaveamento nas portas dos MOSFETs ( $S_1$  e  $S_2$ ) do inversor em meia ponte.



Fonte: O autor (2014).

A forma de onda da tensão de saída ( $V_o$ ) do microinversor conectado a uma carga resistiva de 161  $\Omega$  é apresentada na Figura 5.11. O resultado obtido demonstra que o controle aplicado aos interruptores  $S_1$  e  $S_2$  esta gerando uma forma de onda de tensão praticamente senoidal na saída do microinversor, quando este é conectado a uma carga resistiva.

Figura 5.11 - Forma de onda da tensão de saída do protótipo do microinversor.



Fonte: O autor (2014).

---

## 5.7 CONCLUSÃO

Neste capítulo, foi apresentada uma metodologia para o dimensionamento do conversor CC-CA *flyback*, que a partir das especificações técnicas, permite a determinação dos componentes do microinversor, incluindo o dimensionamento dos elementos magnéticos.

Com o objetivo de avaliar previamente o funcionamento do microinversor baseado no conversor *flyback*, antes de sua implementação física, foram realizadas simulações através do software PSIM<sup>®</sup>. Esta ferramenta possibilitou analisar o conversor *flyback* em todas as suas etapas de funcionamento, permitindo a visualização de formas de ondas de tensão e de corrente nos principais componentes do circuito.

Uma vez realizado o protótipo do microinversor, foram realizados ensaios em laboratório, com o microinversor conectado a uma carga resistiva, a alimentação do microinversor se deu a partir de painéis fotovoltaicos, ligados em série. O controle deste protótipo foi realizado a partir da placa de DSP DS1104 programada através do software Matlab/Simulink<sup>®</sup>, a qual mostrou ser uma solução de fácil utilização, que permite a configuração da placa de forma amigável, reduzindo o tempo de prototipagem.

---

## **CAPÍTULO 6**

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

---

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

### 6.1 INTRODUÇÃO

O objetivo de se desenvolver um novo método de MPPT ocorre pela necessidade de melhorar a precisão e a velocidade dos métodos existentes, no caso deste trabalho a melhoria se dará para o método de Perturbação e Observação (P&O). Em outras palavras, se busca diminuir o tempo da resposta dinâmica do sistema, em buscar o ponto de máxima potência da curva de potência de um módulo ou de um arranjo de módulos de painéis PV e de aperfeiçoar a resposta em regime permanente, depois de encontrado o ponto de máxima potência (MPP).

Fatores como a baixa eficiência de conversão das células solares, o alto custo de instalação de sistemas fotovoltaicos, e a falta de visão dos órgãos públicos, que deveriam estimular a microgeração distribuída, em larga escala, são os maiores obstáculos, que esta tecnologia enfrenta para sua ampla disseminação em nosso país. Destarte, a importância deste trabalho se insere na maximização da produção de energia, através do desenvolvimento de um novo e mais eficiente algoritmo de MPPT, o qual permite a extração da máxima potência disponível nos terminais do painel PV, a fim de maximizar a produção de energia elétrica, e assim, reduzir o tempo de amortização do investimento.

Os módulos fotovoltaicos têm a sua capacidade de geração de energia elétrica condicionada a condições climáticas. Os dois principais fatores que afetam a produção de energia elétrica em células PV são: 1) a temperatura da célula PV; 2) a intensidade da irradiância solar incidente sobre esta. Sendo que este último fator é afetado tanto pela nebulosidade local quanto pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao sol (EPE, 2012). Assim, para cada condição de incidência de irradiância solar e temperatura da célula PV existe apenas um ponto de operação da célula PV (valores de corrente e tensão em seus terminais) que maximiza a produção de energia elétrica. Este ponto de operação é denominado como ponto de máxima potência e conhecido na literatura internacional por MPP (do inglês *maximum power point*).

Para determinação do ponto de máxima potência (MPP), em geral, se faz necessária a utilização de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Estes devem ser empregados para extrair a máxima energia disponível nos terminais do painel fotovoltaico (PV). Neste contexto, o conversor estático

---

---

conectado aos terminais dos painéis PV, altera o seu ponto de operação sempre que necessário devido à ação do algoritmo MPPT, viabilizando assim, a extração da máxima potência disponível nos painéis PV a cada instante. Em outras palavras o conversor garante o casamento de impedância entre a fonte de energia e a carga, no presente caso entre os painéis PV e a rede elétrica da concessionária, garantindo assim um aumento na produção de energia de até 25% em relação ao que seria produzido por sistemas PV sem algoritmos de MPPT (MARQUES, 2008).

A alteração do ponto de operação do conversor ocorre através da alteração do ciclo de trabalho máximo ( $d_{máx}$ ), o qual é determinado por meio do algoritmo de MPPT, para atingir a operação dos painéis PV no MPP. É importante ressaltar que apenas o valor  $d_{máx}$  é atualizado pelo algoritmo de MPPT, já que a evolução do ciclo de trabalho  $d(\omega t)$  deve seguir uma lei senoidal como se expressa em (6.1), conforme se pode inferir de (4.15), para garantir a síntese de uma tensão senoidal nos terminais de saída do microinversor ( $V_o$ ).

$$d(\omega t) = d_{máx} |\text{sen}(\omega t)| \quad (6.1)$$

O objetivo das técnicas de MPPT é encontrar automaticamente o ponto  $V_{MPP}$  ou  $I_{MPP}$  no qual o sistema opera na máxima potência. Existem técnicas que respondem a variações de temperatura e irradiância solar, outras, para aplicações específicas, são mais eficientes quando a temperatura externa não sofre variações muito extremas, e ainda, algumas técnicas capazes de responder automaticamente à degradação dos arranjos fotovoltaicos. Porém, para isto são necessários complexos sistemas de controle com elevada capacidade de processamento, os quais podem inviabilizar financeiramente o sistema (ESRAM e CHAPMAN, 2007; LACERDA, 2010).

## 6.2 MÉTODOS DE MPPT

Existem três categorias de métodos de MPPT:

- 1) Os baseados em modelo que dependem de um modelo matemático para o cálculo da tensão ou corrente do MPP (*Maximum Power Point*), bem como de métodos de aproximação do MPP em função das características do painel PV;
- 2) Os baseados em treinamento que são métodos rápidos e precisos que requerem o uso de microcontroladores ou processadores digitais de sinais (DSPs);

- 
- 3) E por último os Heurísticos que se baseiam nas medidas de corrente e tensão do painel fotovoltaico para a estratégia de controle do rastreamento do máximo ponto de potência (MOÇAMBIQUE, 2012).

A facilidade de implementação é um fator importante na decisão da técnica de MPPT a ser adotada em um sistema, porém, dependem do conhecimento do projetista. No caso de emprego de técnicas baseadas em circuitos analógicos, destacam-se os seguintes métodos: Fração  $I_{sc}$ , Correlação *Ripple*, Corrente de carga e maximização da tensão. Considerando o emprego de sistemas digitais para implementação do algoritmo destacam-se os seguintes métodos: P&O, *Hill Climbing*, *Fuzzy* e Rede Neural (ESRAM e CHAPMAN, 2007; JIANG, QAHOUQ, *et al.*, 2012).

Dentre os diversos métodos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) já propostos na literatura, levando-se em consideração custo (quantidade de sensores, componentes, cálculo computacional) e eficiência gerada (proximidade do MPP), os métodos P&O, Condutância Incremental, Beta, Temperatura e Correlação de *Ripple* se destacam (JAIN e AGARWAL, 2007; FARANDA e MAUGERI, 2008; BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

À continuidade serão apresentados os principais métodos de MPPT conhecidos, os quais são citados frequentemente na bibliografia especializada.

### 6.2.1 Método P&O Convencional

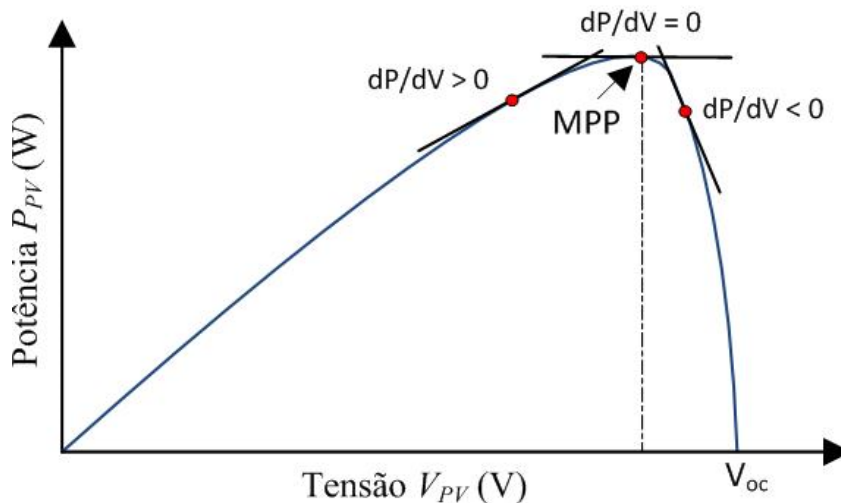
Entre os vários algoritmos de MPPT destaca-se o método Perturbar e Observar (P&O) por ter sido um dos primeiros senão o primeiro método proposto. O P&O é um algoritmo de simples implementação, que vem sendo estudado por vários autores que buscam aprimorar o método, visando superar sua susceptibilidade, relacionada ao tamanho do passo de perturbação do ciclo de trabalho fixo ( $\Delta d$ ), tendo em vista que, a resposta dinâmica e o regime estacionário do método é dependente desta variável (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008).

O seguidor do ponto de máxima potência opera periodicamente incrementando ou decrementando a tensão disponível nos terminais do painel PV. Se uma dada perturbação conduz a um aumento na potência que pode ser calculada pela derivada da potência em relação a derivada da tensão, dada por  $dP/dV > 0$ , a perturbação subsequente é feita no mesmo sentido, ou seja, é aumentado o valor do ciclo de trabalho máximo  $d_{máx}$ , caso a

---

potência gerada nos terminais do painel PV diminua, após a perturbação, o valor do ciclo de trabalho máximo  $d_{máx}$  deve ser reduzido. Desta forma, o seguidor do MPP deve continuamente buscar a condição de máxima potência (MARQUES, 2008). A Figura 6.1 demonstra o comportamento do MPP sobre a curva de potência e três condições que devem ser continuamente verificadas.

Figura 6.1 – Sinal do  $dP/dV$  em diferentes posições sobre a curva de potência.



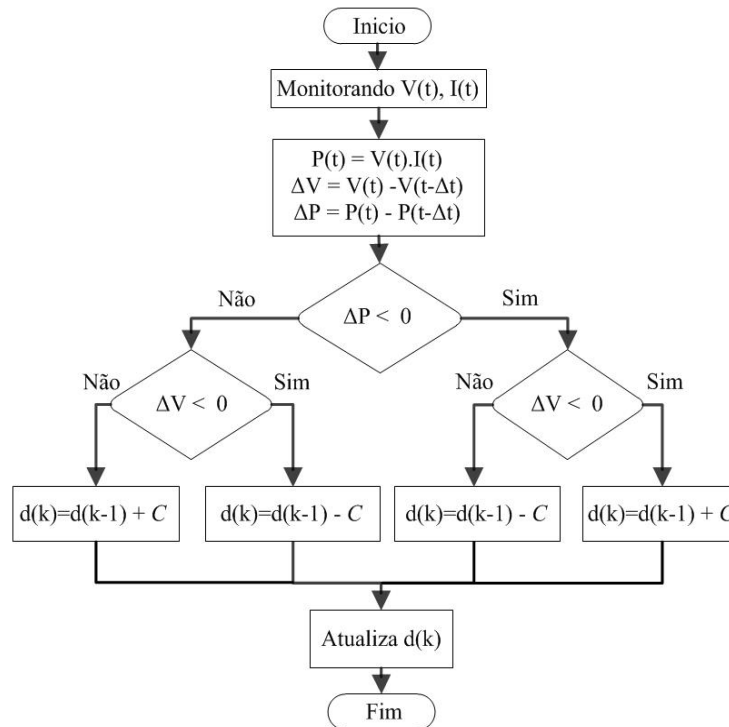
Fonte: O autor (2014).

O método P&O convencional, opera incrementando e decrementando a carga do painel fotovoltaico. Neste método, primeiro mede-se a tensão e a corrente do painel PV para obtenção da potência, depois, o valor obtido a cada ciclo de cálculo é observado e comparado com a potência do ciclo anterior. Se a potência aumentou no ciclo atual o algoritmo aumenta o ciclo de trabalho ou a tensão de referência para o painel PV, caso contrário, reduz a tensão de referência, O fluxograma deste método é apresentado na Figura 6.2.

O tamanho do passo de perturbação do método P&O determina o quão rápido e preciso o ponto de máxima potência é rastreado e controlado. Quanto maior o passo de perturbação mais rapidamente o sistema se aproxima do MPP. Contudo, não se pode garantir que o sistema atinja o MPP devido às oscilações em torno deste ponto, por outro lado, quanto menor for o passo de perturbação mais lentamente o sistema tende a convergir para o MPP. Porém, a dinâmica do algoritmo com passo de perturbação reduzido pode ser incapaz de perseguir transições rápidas provenientes de sombreamentos (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005; GAZOLI, 2011).



Figura 6.2 – Fluxograma do método P&O convencional.



Fonte: Adaptado de (GAZOLI, 2011).

A variação da carga do painel PV se dá por meio do incremento e decremento do ciclo de trabalho ( $d$ ) através da soma ou subtração de uma constante de um passo fixo dado por (6.2) como constante  $C$  (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008).

$$d(k) = d(k - 1) \pm C \quad (6.2)$$

São utilizadas diferentes variações ou diferentes tamanhos de passo ( $C$ ) no incremento e decremento do ciclo de trabalho ( $d$ ). O tamanho deste passo se reflete em oscilações entorno do MPP do sistema, reduzindo a quantidade de energia gerada. Esta oscilação pode ser minimizada reduzindo-se o tamanho do passo, porém quanto menor for o passo, mais lento será o algoritmo, comprometendo sua dinâmica para rápidas mudanças atmosféricas.

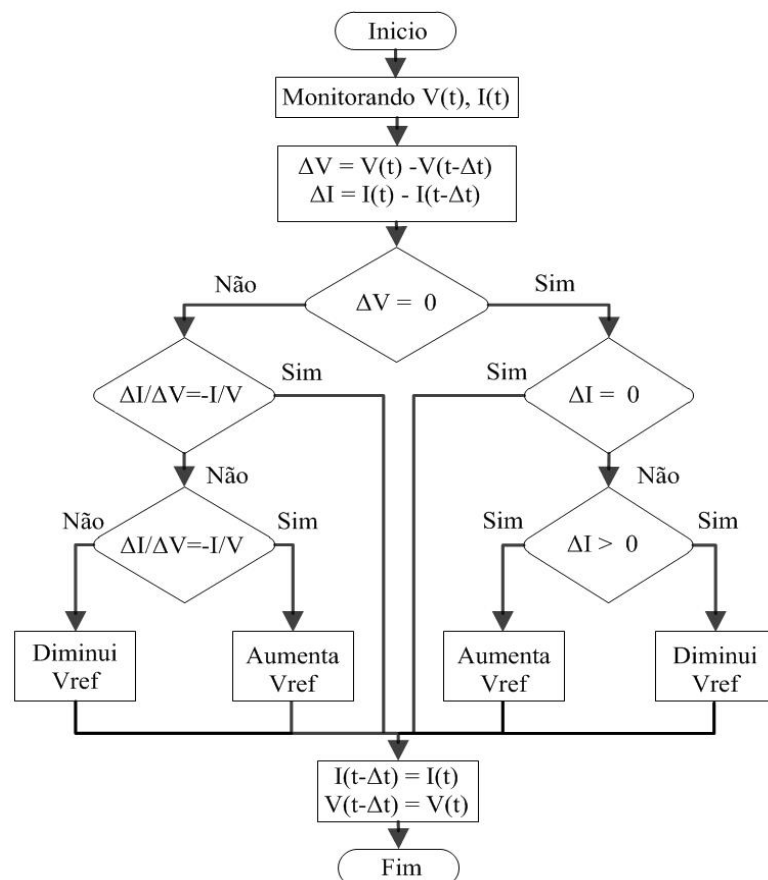
O método P&O convencional quando relacionado a um passo de perturbação do ciclo de trabalho fixo ( $C$ ) pode ser bastante preciso, uma vez que  $C$  seja pequeno o suficiente. No entanto, a determinação do MPP será lenta e o algoritmo de MPPT pode não convergir para o MPP. Todavia, se o ciclo de trabalho de passo fixo de perturbação é grande, a resposta do sistema é mais rápida, mas pode apresentar erro estático significativo (JIANG, QAHOUQ, *et al.*, 2012).

## 6.2.2 Condutância Incremental (IC)

Verifica-se que o método da Condutância Incremental (IC) baseia-se no fato de que a inclinação da curva de potência do painel PV é nula no MPP, positiva à esquerda e negativa à direita. Este método realiza a busca do MPP da mesma forma que o método de P&O, porém não necessita calcular a potência, e depois de alcançado o MPP as perturbações são encerradas (ESRAM e CHAPMAN, 2007). O fluxograma básico do método da Condutância Incremental é apresentado na Figura 6.3.

O método da Condutância Incremental pode ser implementado com um controlador PI (Proporcional Integral) convencional, buscando aperfeiçoar o rastreamento do MPP. Assim, a malha fechada realizada pelo controlador busca igualar a Condutância Incremental a zero, o que ocorre sempre no ponto de MPP. O algoritmo da Condutância Incremental com esta modificação foi chamado na literatura de Condutância Incremental baseada em PI (BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

Figura 6.3 – Fluxograma do método da Condutância Incremental (IC).



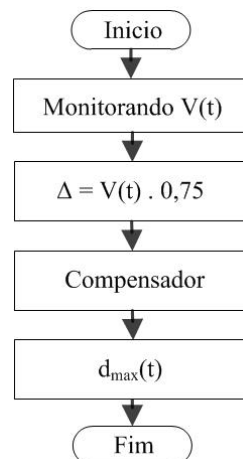
Fonte: Adaptado de (BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

---

### 6.2.3 Tensão Constante

O método da Tensão Constante utiliza resultados empíricos do painel PV, indicando que a tensão no MPP ( $V_{MPP}$ ) é de 70 a 80% da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) do painel PV, para condição atmosférica de ensaio padrão (*STC*). Entre os diversos pontos de MPP (variando as condições atmosféricas) da curva de potência do painel PV, a tensão dos terminais do módulo PV varia muito pouco, portanto, assegurando que a tensão do módulo permaneça constante é possível operar próximo do MPP. Este método necessita apenas de um sensor de tensão e algoritmos simples, como o uso de malha de controle em tensão, com referência fixa (FARANDA e MAUGERI, 2008; BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013). A Figura 6.4 demonstra o fluxograma básico do método de Tensão Constante, no caso foi escolhido arbitrariamente o valor de 75% da tensão de circuito aberto para o método.

Figura 6.4 – Fluxograma do método de Tensão Constante.



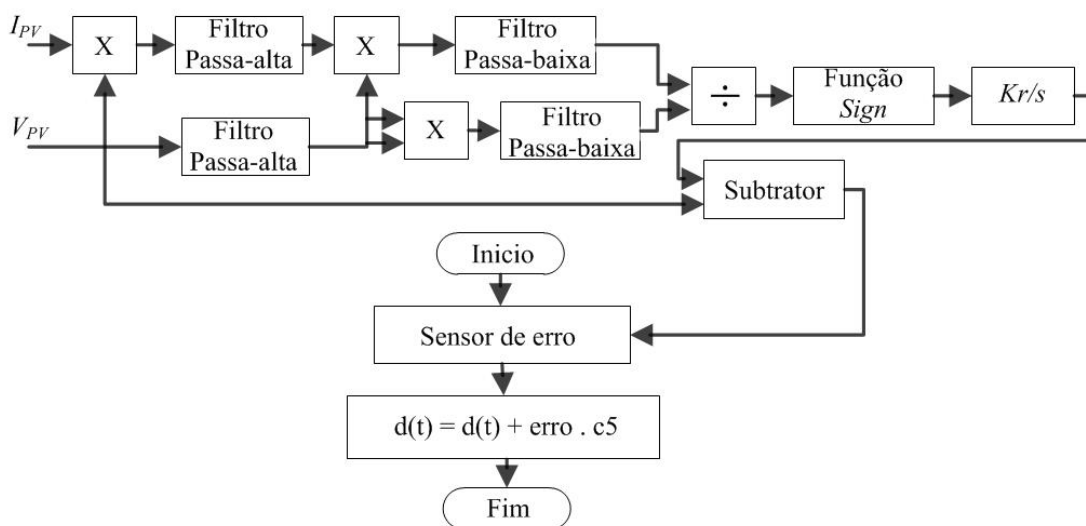
Fonte: Adaptado de (BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

### 6.2.4 Correlação de *Ripple*

Em relação ao método da Correlação de *Ripple*, este se baseia nos princípios da máxima transferência de potência e se utiliza de oscilações para determinar o ponto ótimo de operação, ou seja, o MPP. No ponto ótimo a razão entre a amplitude da oscilação e o valor médio da tensão é constante. O método verifica as oscilações na potência através de filtros passa-alta, necessitando dos sensores de tensão e de corrente para depois calcular a potência do painel PV (MIDYA, KREIN, *et al.*, 1996; JAIN e AGARWAL, 2007; BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

Realizando a medida da tensão e da corrente se calcula a potência para então utilizar filtros passa-alta, com o objetivo de identificar as componentes de alta frequência presentes na tensão e na potência, após calcula-se a  $dP_{PV}/dV_{PV}$ . A partir de um sinal de  $dP_{PV}/dV_{PV}$ , este método consegue localizar a zona da curva de potência em que o painel PV se encontra. Depois a variável é integrada para então calcular a tensão de referência que coloca o painel a operar no MPP. Esta tensão de referência é comparada com a tensão real do painel para gerar o erro correspondente. O erro é utilizado para modificar o ciclo de trabalho ( $d$ ), de forma que o painel PV atinja o MPP (JAIN e AGARWAL, 2007). O fluxograma deste método é apresentado na Figura 6.5.

Figura 6.5 – Fluxograma do método de Correlação de *Ripple*.



Fonte: Adaptado de (JAIN e AGARWAL, 2007).

### 6.2.5 Hill Climbing

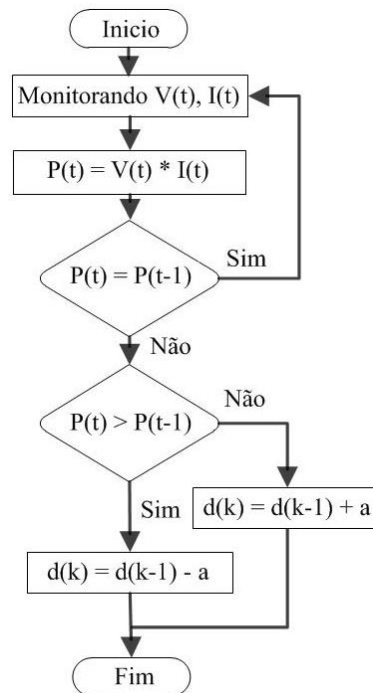
O método *Hill Climbing* se baseia na relação entre o ciclo de trabalho do conversor estático e a potência do painel PV, onde a curva da potência versus ciclo de trabalho apresenta a forma de uma colina. O ponto de máxima potência pode ser obtido forçando que a derivada da potência em relação ao ciclo de trabalho seja nula. Isto é obtido comparando periodicamente o nível da potência atual com a potência anterior, aumentando ou diminuindo o ciclo de trabalho do conversor, conforme apresentado no fluxograma da Figura 6.6. Desta forma, o ciclo de trabalho é alterado até que se atinja o MPP. Este método é bem simples, entretanto, o mesmo pode não convergir para o MPP caso haja mudanças bruscas nas

---

condições meteorológicas (ESRAM e CHAPMAN, 2007; FARANDA e MAUGERI, 2008; BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

O método *Hill Climbing* possui os mesmos problemas do método P&O quando submetido a rápidas variações de irradiância solar. No entanto, o erro em regime permanente deste método é bem mais elevado (MARQUES, 2008).

Figura 6.6 – Fluxograma do método *Hill Climbing*.



Fonte: Adaptado de (MARQUES, 2008).

Em Pandey et al., 2007, apresenta-se um método também baseado na variação do ciclo de trabalho do conversor, verificando que no ponto de inflexão da curva tensão versus ciclo de trabalho, o painel PV opera no ponto de potência máxima. Utiliza-se uma função simples onde a potência é proporcional à variação de tensão tornando o algoritmo de MPP também simples. Apesar de obter boa eficiência, o método é sensível a ruídos.

### 6.2.6 Método Beta ( $\beta$ )

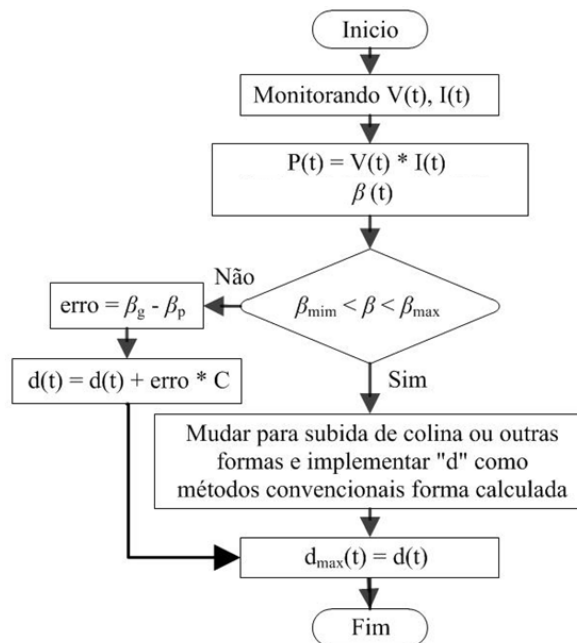
O método Beta consiste na aproximação do ponto de máxima potência por meio do equacionamento de uma variável intermediária  $\beta$ , sendo esta variável destacada pela equação (6.3).

$$\beta = \ln\left(\frac{I_{PV}}{V_{PV}}\right) - \frac{q V_{PV}}{\eta_{cel} K_B T N_{cel}} \quad (6.3)$$

onde  $q$  é a carga do elétron,  $\eta_{cel}$  é a eficiência da célula PV,  $K_B$  é a constante de *Boltzmann*,  $T$  é a temperatura da célula e  $N_{cel}$  representa a quantidade de células fotovoltaicas em série. Entretanto, conforme as condições de operação do painel PV mudam, o valor da variável  $\beta$  em torno do ponto ótimo, deve permanecer quase constante.

Desta forma  $\beta$  pode ser continuamente calculada utilizando a tensão e a corrente do painel PV e realimentada em uma malha fechada convencional, com referência constante, (BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013; JAIN e AGARWAL, 2007). O fluxograma deste método é apresentado na Figura 6.7.

Figura 6.7 – Fluxograma do método Beta ( $\beta$ ).



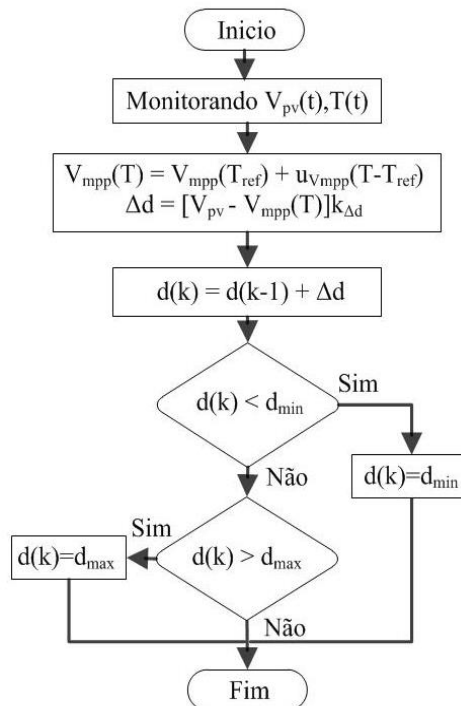
Fonte: Adaptado de (JAIN e AGARWAL, 2007).

### 6.2.7 Método da Temperatura

O método apresentado pelo fluxograma da Figura 6.8, apresenta características do método da Tensão Constante e atualiza o valor da tensão do ponto de máxima potência ( $V_{MPP}$ ) através de uma correção do valor da tensão  $V_{MPP}$  em função da temperatura da célula, usando um sensor de temperatura de baixo custo acoplado na superfície do painel PV. Esta correção é interessante uma vez que a tensão no MPP varia de acordo com a mudança de temperatura.

Este método rastreia a tensão do painel PV, e a temperatura do mesmo, através da utilização de um sensor de temperatura. Contudo, devido à inércia térmica do sistema, o mesmo apresenta baixa resposta dinâmica. Nada obstante, mantém alta rastreabilidade com pouca oscilação entorno do ponto de máxima potência (COELHO, CONCER e MARTINS, 2010; BRITO, GALOTTO JR., *et al.*, 2013).

Figura 6.8 – Fluxograma do método da Temperatura.



Fonte: Adaptado de (COELHO, CONCER e MARTINS, 2010).

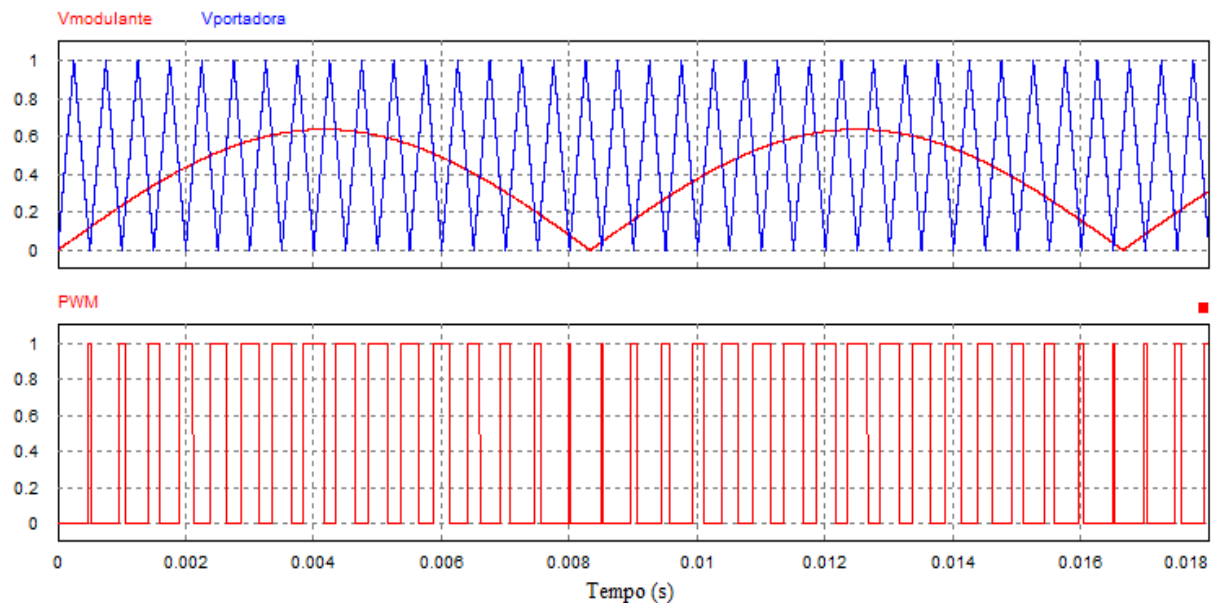
### 6.3 CONTROLE PWM

A implementação de um microinversor não está condicionada apenas ao projeto e realização de um protótipo de potência, é preciso garantir a adequada operação deste. Para tanto, é necessário o emprego de uma estratégia de controle adequada. Como neste estudo, a finalidade do microinversor é a sua operação em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, conectados à rede de energia elétrica, o controle deve ser capaz de operar tanto com alterações de cargas como para oscilações de temperatura e irradiância solar. Portanto, a partir da implementação da lei de controle do interruptor  $S$  do conversor estabelecida segundo (6.1) a forma de onda da tensão de saída do microinversor deve ser uma onda senoidal sincronizada com a rede de elétrica.

---

Originariamente o sinal PWM era gerado de forma analógica através da comparação de uma onda portadora (triangular) de alta frequência com uma onda modulante de baixa frequência (no presente caso uma onda senoidal), conforme ilustra a Figura 6.9. Contudo, hoje sinal PWM no entorno Matlab/Simulink<sup>®</sup> é obtido diretamente a partir de (6.1) e de um *toolbox* específico de mesmo nome (PWM).

Figura 6.9 – Geração de um sinal PWM (modulador analógico).



Fonte: O autor (2014).

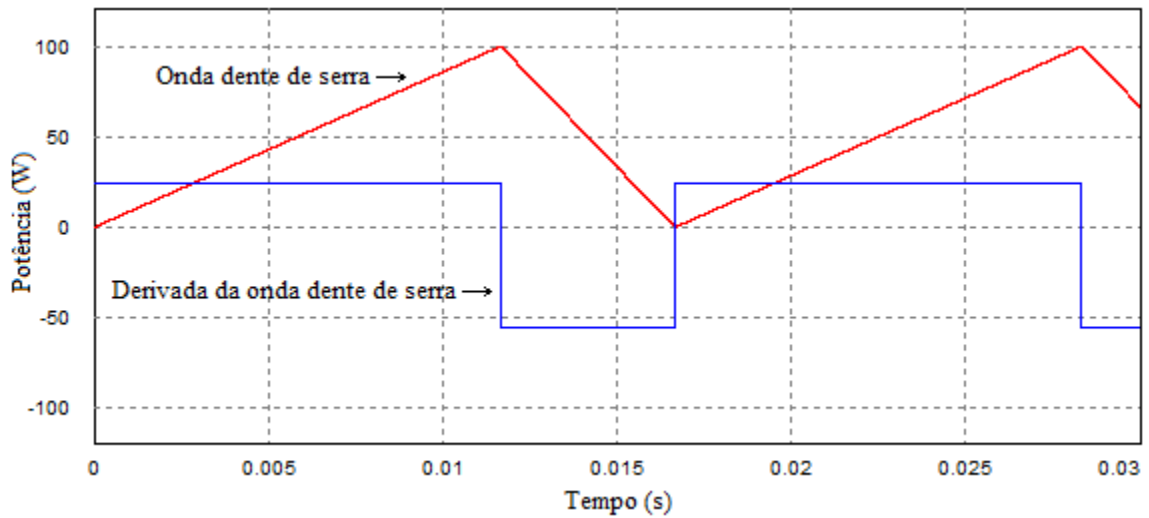
#### 6.4 DERIVADA

O conceito de derivação está relacionado à taxa de variação instantânea de uma função. A derivada, portanto, pode ser utilizada para análise do comportamento de grandezas elétricas, como por exemplo: tensão, corrente e potência. Assim, calcular a derivada da tensão em relação ao tempo ( $dV_{PV}/dt$ ) significa encontrar a inclinação da reta tangente à curva da tensão naquele instante.

Visando facilitar a revisão deste fenômeno, já conhecido, será apresentada uma abordagem gráfica através da análise da forma de onda dente de serra e da sua derivada. A Figura 6.10 apresenta a forma de onda e a sua derivada, onde se observa que a derivada da rampa é o degrau, que é positivo se a rampa é crescente e vice-versa. Assim como se demonstra que a derivada possui menor amplitude onde a variação, ou inclinação da rampa é menor e vice-versa.



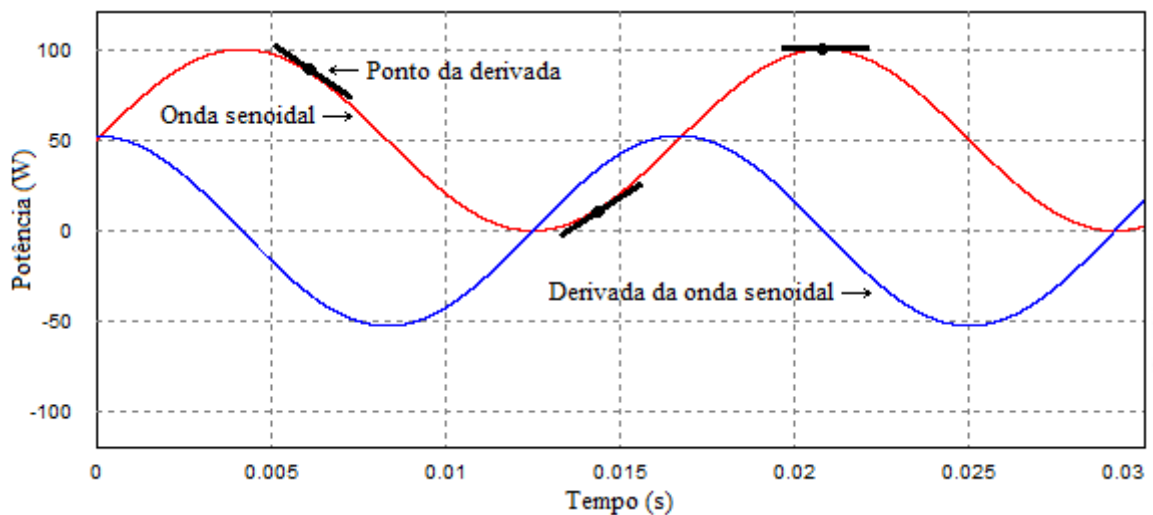
Figura 6.10 – Forma de onda dente de serra e sua derivada.



Fonte: O autor (2014)

Na Figura 6.11, temos uma onda senoidal e sua derivada como outra forma de abordar a teoria e o comportamento da derivada de determinadas formas de onda. A derivada calcula o ângulo que a reta tangente do ponto faz com relação à onda senoidal, ou seja, o resultado é a tangente do ângulo que a reta faz com o eixo das abscissas, podendo ser negativo quando a inclinação da reta é decrescente, positivo quando a inclinação da reta é crescente ou zero quando a reta estiver sem inclinação em relação ao eixo horizontal.

Figura 6.11 – Forma de onda senoidal e sua derivada.



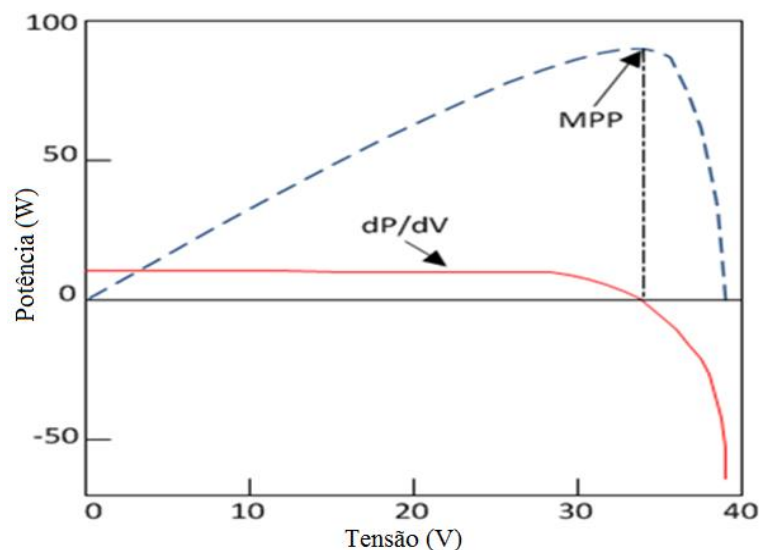
Fonte: O autor (2014)

Valendo-se da característica da derivada de expressar a taxa de crescimento de uma curva qualquer, associando a esta valores positivos ou negativos, indicando desta forma a

---

tendência crescente ou decrescente da referida grandeza, a derivada da potência em relação à tensão ( $dP_{PV}/dV_{PV}$ ) tem sido usada em algoritmos de MPPT do tipo P&O para a determinação mais rápida da região de operação (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008), isto é, se a potência fornecida por este já atingiu seu ponto máximo ou não para a determinação da taxa de incremento do ciclo de trabalho ( $d_{máx}$ ), o qual é ajustado de forma dinâmica. Logo, se a derivada é grande o incremento do ciclo de trabalho pode ser grande já que o ponto de máximo da função ainda está longe e vice-versa (TANG, XU, *et al.*, 2012), conforme apresentado na Figura 6.12.

Figura 6.12 - Variação da potência e da derivada da potência em relação à derivada da tensão.



Fonte: O autor (2014).

## 6.5 ILHAMENTO

Ilhamento é a condição em que o microinversor opera enquanto a rede de energia elétrica da concessionária está desconectada, o que pode ocorrer em caso de queda de energia elétrica ou parada para manutenção. Durante o ilhamento, o inversor deve ser obrigatoriamente desligado, evitando que os circuitos desenergizados recebam energia elétrica proveniente do sistema fotovoltaico, o que pode ser um risco à segurança de pessoas e de equipamentos (GAZOLI, 2011).

As normas IEEE 1574, IEEE 929 e IEC 62116 obrigam a desconexão do inversor dois segundos após a detecção do ilhamento, enquanto que a norma VDE 0126-1-1 obriga o desligamento após cinco segundos.

Após a situação de ilhamento, quando a energia elétrica da rede elétrica já foi restabelecida, o inversor deve voltar a operar. A Tabela 6.1 apresenta os tempos máximos de desconexão para a atuação da detecção de ilhamento, ou seja, desconexão do microinversor da rede elétrica, dadas pela norma IEEE 929, que estabelecem os limites mínimo e máximo da tensão e frequência para os quais se configura uma situação normal, além do intervalo mínimo de tempo a ser aguardado após uma situação de ilhamento.

Uma série de métodos para detecção de ilhamento já foram propostos na literatura (KUNTE e GAO, 2008), sendo divididos em, de forma geral, passivos, ativos e remotos. Dentre eles pode-se citar sub/sobre tensão, sub/sobre frequência, detecção de salto de fase na tensão, detecção de desbalanceamento de tensão e distorção harmônica total, medição de impedância, entre outros.

Tabela 6.1 – Respostas da detecção de ilhamento para tensões anormais.

Tensão (no PCC)	Tempo máximo de desconexão
$V < 50 \%$	0,1 s
$50 \% \leq V < 88 \%$	2,0 s
$88 \% \leq V \leq 110 \%$	Operação contínua
$110 \% < V < 137 \%$	2,0 s
$137 \% \leq V$	0,03 s

Fonte: Adaptado de (IEEE 929, 2000).

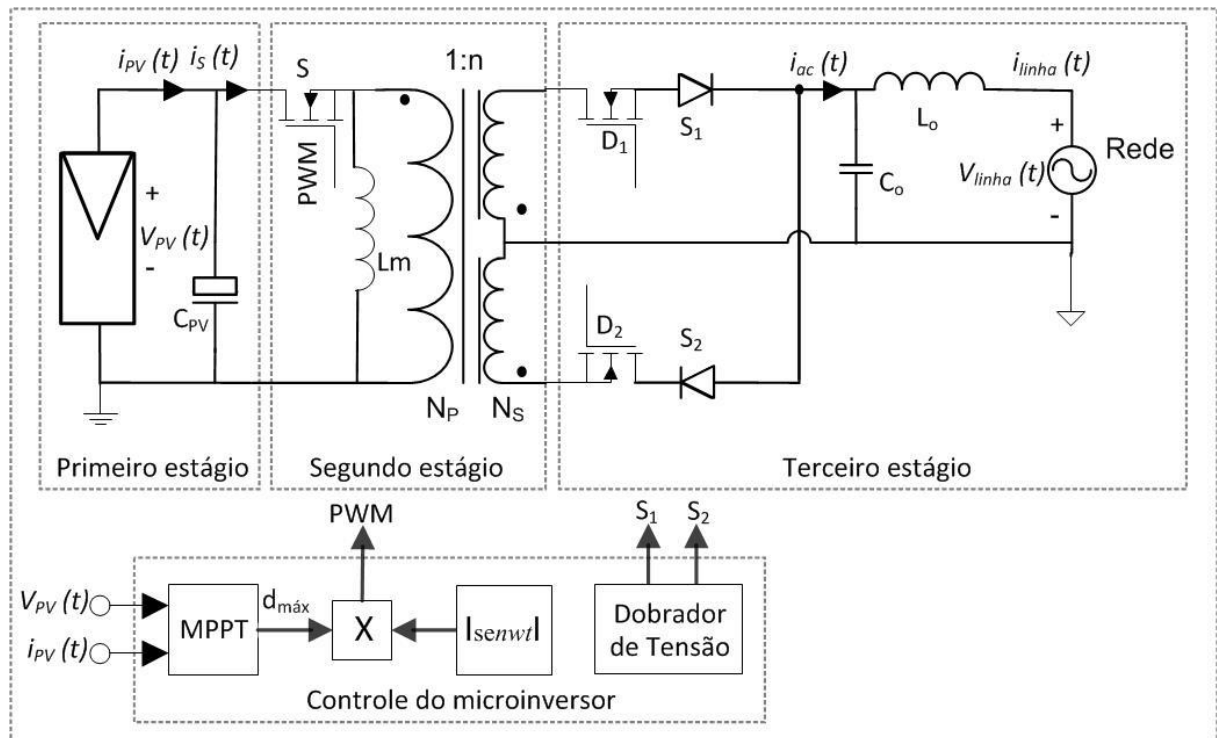
## 6.6 PROPOSTA DE MODIFICAÇÃO DO MÉTODO P&O

Já foram propostas modificações para obter a variação do tamanho do passo de perturbação para o método P&O com a utilização da derivada da potência dividida pela derivada da tensão ( $dP_{PV}/dV_{PV}$ ), ou pela integração do MPPT P&O com outros métodos de forma híbrida (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008; SUBUDHI e PRADHAN, 2013; ZHANG, HE e LIU, 2013).

Para gerar uma corrente senoidal na saída do conversor *flyback*, em fase com a rede elétrica comercial, é necessário obter uma amostra da tensão desta. Se a tensão eficaz da rede elétrica comercial variar, uma estratégia de controle é necessária para que esse distúrbio não seja percebido pelo conversor *flyback*. A Figura 6.13 demonstra a topologia completa do

controle proposto para o microinversor baseado no conversor *flyback* proposto em (KASA, IIDA e LIANG, 2005; LI e ORUGANTI, 2012), conectado a rede elétrica.

Figura 6.13 – Topologia completa do sistema fotovoltaico proposto com os estágios do conversor *flyback* mais o controle do microinversor.



Fonte: O autor (2014).

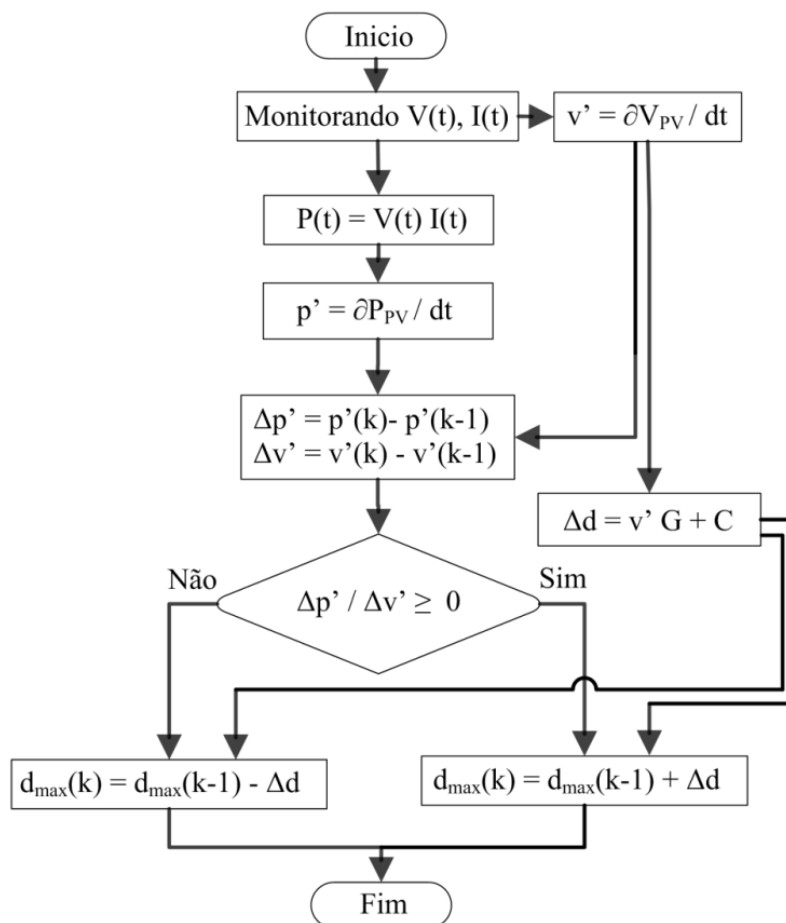
Diferentemente do método P&O proposto por (PANDEY, DASGUPTA e MURKERJEE, 2008), esta proposta faz uso da derivada da tensão do painel PV para a determinação do incremento do ciclo de trabalho ( $\Delta d$ ) o qual se dá de forma variável. Isto é, quando a derivada da tensão ( $dV_{PV}/dt$ ) nos terminais do painel PV é grande o passo de variação é grande ( $\Delta d$ ) e vice-versa, possibilitando assim, a determinação do máximo ponto de potência (MPP) de forma rápida e precisa. Esta solução se mostrou bastante robusta e garantiu uma resposta transitória rápida, que permitiu que o algoritmo encontra-se o MPP para diversos perfis diferentes de radiação solar (RAMBO, DOS REIS, *et al.*, 2014).

Para o entendimento do funcionamento e da estratégia adotada para o algoritmo de MPPT proposto junto com a explicação é apresentado na Figura 6.14 o seu fluxograma. O algoritmo inicia pela leitura dos valores de tensão e de corrente, nos terminais do arranjo de painéis PV ou do capacitor de desacoplamento ( $C_{PV}$ ), que esta em paralelo, e, em seguida calcula-se a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, bem como, as derivadas da

potência pela derivada da tensão ( $dP_{PV}/dV_{PV}$ ). De posse dos valores de tensão, corrente e da potência calculada é realizada a comparação entre os valores instantâneos atuais com os imediatamente anteriores das derivadas da potência e da tensão. Assim, através da verificação da diferença entre o aumento ou diminuição da derivada da potência em relação à derivada da tensão, se busca determinar a região de operação do painel em relação ao MPP, e através desta verificação determinar se o algoritmo deve incrementar ou decrementar o  $d_{max}$ . O cálculo é realizado através de uma lei linear dada pela Equação (6.4), é calculada a derivada da tensão em relação ao tempo ( $dV_{PV}/dt$ ), resultante da saída dos terminais dos painéis fotovoltaicos, e multiplicada por um fator de ganho (G), a fim de reduzir o seu elevado valor, e adicionado a um nível CC (k).

$$\Delta d = G \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} + k \quad (6.4)$$

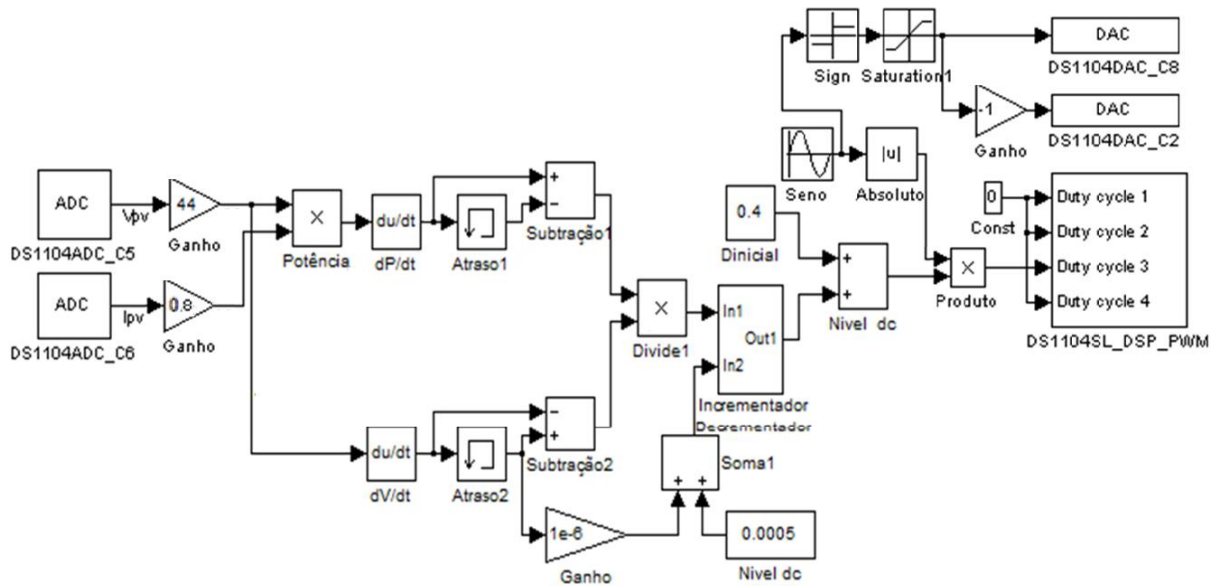
Figura 6.14 - Fluxograma do MPPT proposto baseado na modificação do método P&O.



Fonte: O autor (2014).

A implementação da estratégia de controle do fluxograma da Figura 6.14 foi realizada no ambiente do software Matlab/Simulink<sup>®</sup> e é apresentada na Figura 6.15 e Figura 6.16.

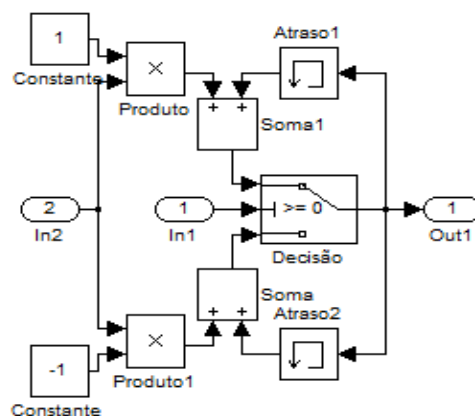
Figura 6.15 - Esquema do MPPT proposto para o microinversor no Matlab/Simulink<sup>®</sup> implementado na placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>.



Fonte: O autor (2014).

A Figura 6.16 apresenta a sub-rotina do bloco incrementador/decrementador da Figura 6.15. Este diagrama possui blocos de memória a fim de guardar a variação do ciclo de trabalho do instante anterior para incrementar ou decrementar à variação do ciclo de trabalho do instante atual, de forma a exercer a função de um incrementador/decrementador digital para aumentar ou diminuir a variação do ciclo de trabalho.

Figura 6.16 - Esquema da sub-rotina do bloco incrementador e decrementador.



Fonte: O autor (2014).

---

## 6.7 CONCLUSÃO

Esse capítulo iniciou apresentando a importância da utilização de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos, frente a necessidade de se extrair constantemente a máxima energia disponível nos módulos fotovoltaicos, considerando a importância de se obter a máxima eficiência possível da instalação global do sistema em vista de uma maior geração de energia e de tornar viável sua instalação.

Foram apresentados os métodos de MPPT mais discutidos na literatura, explicando seus modos de funcionamento, suas principais características de operação e desempenho, a fim de adquirir e estruturar conhecimento relativo aos diferentes métodos de MPPT. A partir deste estudo o método de MPPT P&O convencional foi escolhido como objeto de aprofundamento e busca de melhoria de seu desempenho. Assim, foi proposta uma nova estratégia de controle baseada na modificação do algoritmo de MPPT P&O capaz de extrair de forma mais eficiente à máxima potência dos terminais de painéis fotovoltaicos. A desejada melhoria da performance do algoritmo de MPPT foi obtida por meio da inclusão da informação da derivada temporal da tensão  $V_{PV}$  (RAMBO, DOS REIS, *et al.*, 2014), a qual é utilizada para determinar de forma direta a amplitude da variação do ciclo de trabalho (perturbação) a ser imposta ao ciclo de controle  $d_{máx}$  do conversor.

---

## **CAPÍTULO 7**

### **RESULTADOS**



---

## 7 RESULTADOS

### 7.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão apresentados resultados obtidos mediante a realização de simulações digitais, e resultados experimentais, obtidos a partir da realização de ensaios laboratoriais em um protótipo de laboratório elaborado para este fim.

Inicialmente, serão apresentados os resultados de simulação, obtidos mediante o uso do software PSIM<sup>®</sup>, associado a plataforma Matlab/Simulink<sup>®</sup>, para análise do funcionamento do algoritmo de MPPT proposto, em comparação com o método de MPPT P&O convencional, para após, apresentar a implementação da nova estratégia de MPPT via hardware. O qual, se dará através da conexão do arranjo de painéis fotovoltaicos ao protótipo do microinversor, o qual recebe sinais de controle a partir de uma placa controladora DS1104 da empresa dSPACE<sup>®</sup>, voltada para a pesquisa e desenvolvimento de novos protótipos, que permite a rápida prototipagem, possuindo entradas e saídas analógicas e digitais, a qual, é programada via o software Matlab/Simulink<sup>®</sup> compilando os algoritmos em tempo real em um processador DSP.

### 7.2 SIMULAÇÕES DO ALGORITMO PROPOSTO

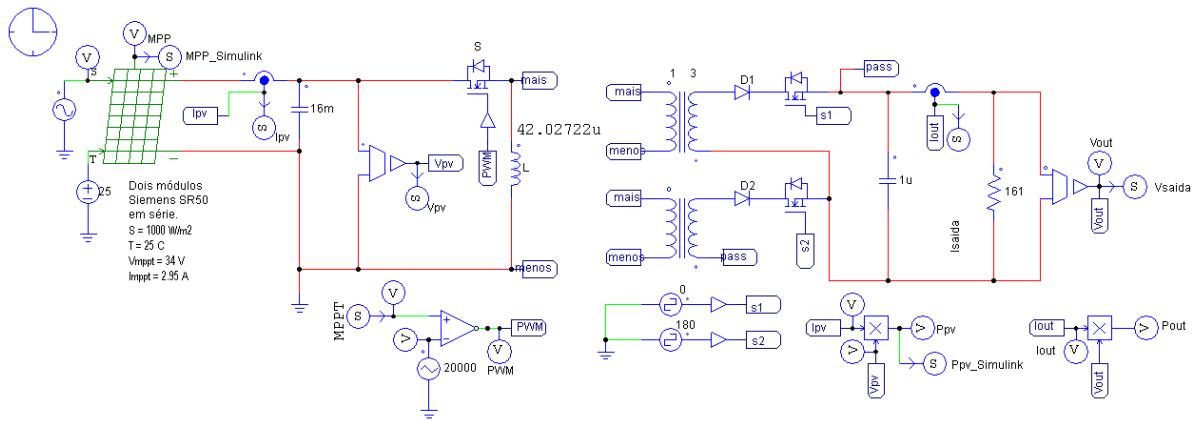
Na etapa de simulação, os módulos fotovoltaicos, o conversor *flyback*, o inversor em meia ponte, a atuação dos interruptores do microinversor bem como a aquisição das grandezas de tensão e corrente são simulados através do software PSIM<sup>®</sup>, que, através do módulo SimCoupler<sup>®</sup>, realiza a integração com o software Matlab/Simulink<sup>®</sup>. Este procedimento é útil, pois, permite minimizar o tempo de desenvolvimento do algoritmo de controle, reduz os custos de desenvolvimento e minimiza as possibilidades de falhas que podem resultar em danos ao conversor ou a placa de DSP DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>. Na última, o dano seria o pior cenário, devido ao seu alto valor de aquisição.

A Figura 7.1, apresenta o esquemático completo do microinversor para simulação integrada com o software Matlab/Simulink<sup>®</sup> através do módulo SimCoupler<sup>®</sup>. Este esquemático é semelhante ao apresentado na Figura 5.2, com a substituição da onda modulante de ciclo de trabalho fixo, pela informação de uma modulante com ciclo de trabalho variável imposto pelo algoritmo de MPPT. Ainda, com o acréscimo das entradas e saídas de

---

variáveis para simulação dos sinais gerados nas duas plataformas distintas de software através do módulo SimCoupler<sup>®</sup>.

Figura 7.1 – Esquemático completo do microinversor com o conversor *flyback* no software PSIM<sup>®</sup> para integração com o software Matlab/Simulink<sup>®</sup>.



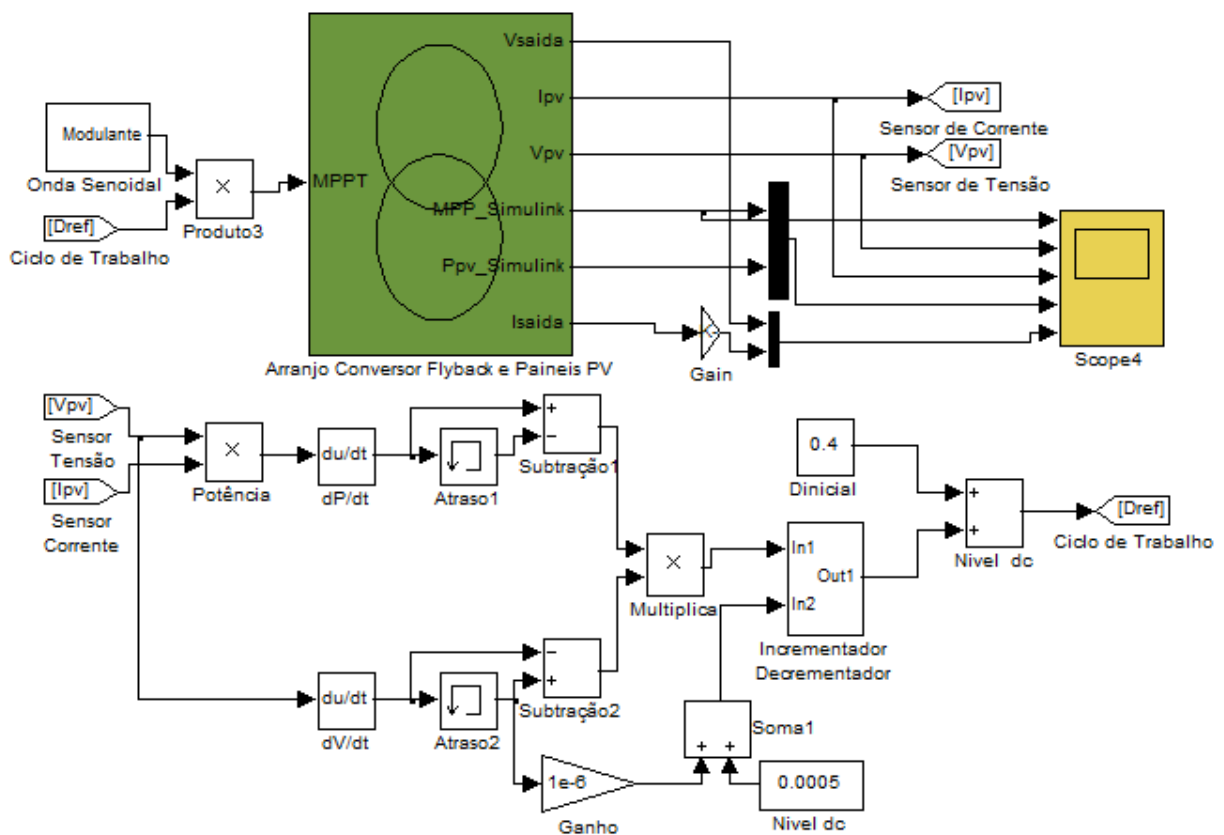
Fonte: O autor (2014).

Na Figura 7.2 é apresentado o diagrama de blocos do algoritmo proposto para simulação no Matlab/Simulink<sup>®</sup> integrado com o circuito de potência do microinversor, simulado no software PSIM<sup>®</sup>, apresentado na Figura 7.1, o bloco na cor verde “Arranjo Conversor *flyback* e Painéis PV”, representa o módulo SimCoupler<sup>®</sup> com todas as entradas e saídas de sinal necessárias e configuráveis. Os blocos em suas funções representam a rotina do algoritmo de MPPT proposto.

Os blocos da Figura 7.2 seguem a seguinte rotina: inicia com a leitura das variáveis pelos sensores de tensão ( $V_{PV}$ ) e corrente ( $I_{PV}$ ) conectados nos terminais do arranjo de painéis PV; multiplica a tensão e a corrente para obtenção da potência ( $P_{PV}$ ); deriva a potência em relação ao tempo ( $dP/dt$ ) e a tensão em relação ao tempo ( $dV/dt$ ) através dos blocos de “derivada”; realiza uma comparação entre a amostra do instante atual com a do instante imediatamente anterior através dos blocos de “atraso” e “subtração”; multiplica-se as duas diferenças calculadas das derivadas da potência e da tensão para obter um sinal maior ou menor de zero, que significa a região onde o MPP se encontra, ou seja, se o ponto de máxima potência continua subindo na curva de potência para encontrar o MPP do painel PV, o multiplicador resultará em um sinal positivo, se uma das subtrações for negativa, o multiplicador resultará em um sinal negativo, o que significa que ou a potência ou a tensão diminuiram; o bloco “incrementador/decrementador” recebe este sinal positivo ou negativo e

através de um bloco de “chaveamento” decide se o ciclo de trabalho máximo ( $d_{m\acute{a}x}$ ) deve ser incrementado ou decrementado pelo passo variável inserido pelo bloco “soma” que transporta a informação da derivada da tensão ( $dV_{PV}/dt$ ) que varia (se atualiza) com a realimentação, em malha fechada, após as alterações do ciclo de trabalho do conversor; e finalmente, com um ajuste inicial de nível CC o ciclo de trabalho é comparado à onda modulante que pelo módulo SimCoupler<sup>®</sup> envia o sinal do MPPT para o controle PWM do esquemático realizado no software PSIM<sup>®</sup> apresentado na Figura 7.1.

Figura 7.2 – Diagrama de blocos do algoritmo de MPPT proposto simulado no Matlab/Simulink<sup>®</sup> integrado ao PSIM<sup>®</sup> através do módulo SimCoupler<sup>®</sup>



Fonte: O autor (2014).

Para avaliar o comportamento do sistema como um todo, ou seja, para validar a geração da onda de corrente a ser injetada na rede de energia (que deve ser senoidal com o menor conteúdo harmônico possível) e o desempenho do algoritmo proposto de MPPT, foram investigadas as variações senoidais para os níveis de irradiância.

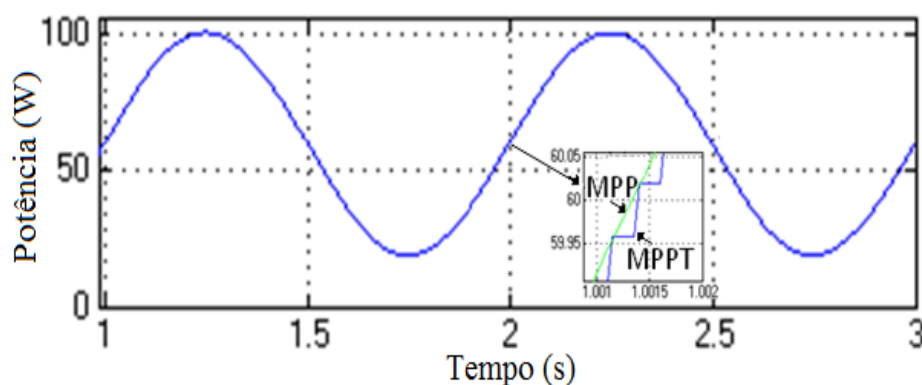
Em todos os testes de simulação via software, a temperatura dos painéis foi mantida constante em 25°C (STC), enquanto que a irradiância solar variou de 1.000 a 200 W/m<sup>2</sup>.

---

Buscando verificar o comportamento do algoritmo em condições extremas de oscilação, as simulações foram realizadas considerando um período de variação de 1,0 s.

A Figura 7.3 mostra, simultaneamente, a potência que está sendo extraída dos painéis fotovoltaicos por meio da ação do algoritmo de MPPT proposto e a máxima potência disponível nos terminais destes painéis conectados em série, considerando um perfil de irradiância solar com comportamento senoidal, o qual varia entre 200 a 1000 W/m<sup>2</sup>. Neste cenário observou-se, que a máxima potência disponível nos terminais dos painéis, também oscila de acordo com um padrão senoidal, entre 20 e 100 W. A realização desta simulação, evidenciou que a potência extraída, pela ação do algoritmo proposto, coincide com a potência máxima disponível nos terminais de saída dos módulos, toda vez que não há diferença significativa entre as duas formas de onda. Dessa forma, se decidiu apresentar um detalhamento de um ponto qualquer da curva em escala ampliada, para que se possa observar a pequena diferença que há, entre a máxima potência disponível e a potência realmente extraída, por meio do emprego do algoritmo de MPPT proposto.

Figura 7.3 - MPP ideal e MPPT do algoritmo proposto para variação senoidal de irradiância solar.



Fonte: O autor (2014).

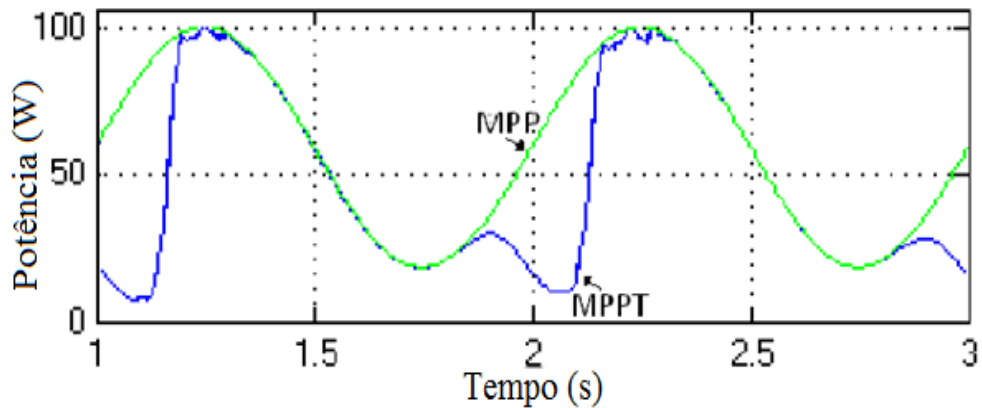
A Figura 7.4 mostra os resultados obtidos através do emprego do algoritmo de MPPT P&O convencional, aplicado ao microinversor *flyback*, considerando o mesmo perfil de variação senoidal de irradiância solar, que foi utilizado para validar o método de MPPT proposto neste trabalho, cujos ótimos resultados foram apresentados na Figura 7.3. Assim, com base na observação deste resultado, é possível afirmar que o algoritmo de MPPT P&O convencional, quando é submetido aos mesmos níveis de irradiância solar, considerando o mesmo comportamento senoidal e a mesma taxa de variação, não consegue rastrear a máxima potência disponível, nas mesmas condições, o que reduz a captação da quantidade de energia

---

---

produzida pelo sistema como um todo. O melhor desempenho dinâmico do sistema de MPPT proposto, reside na sua melhor resposta dinâmica, a qual se deve fundamentalmente ao uso da derivada da tensão nos terminais dos painéis, para estabelecer a amplitude do incremento e do decremento do ciclo de trabalho máximo do conversor  $d_{máx}$ .

Figura 7.4 - MPP ideal e MPPT do algoritmo P&O convencional para variação senoidal de irradiância solar.

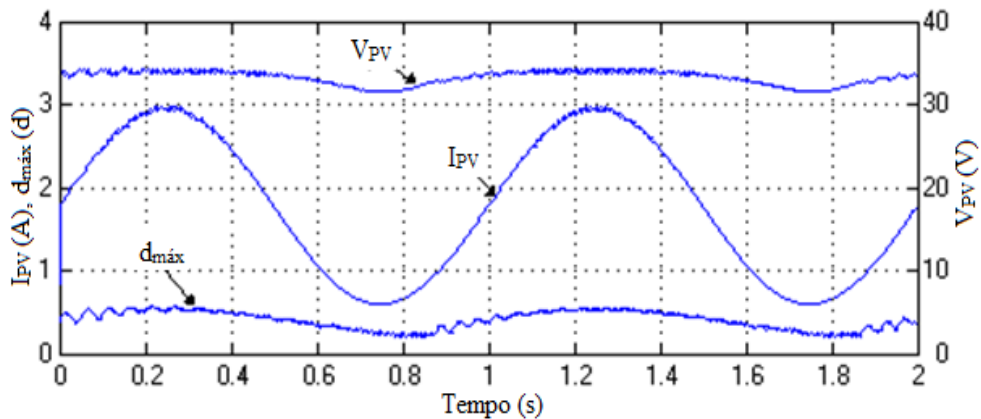


Fonte: O autor (2014).

A continuação se apresenta na Figura 7.5, o comportamento da tensão nos terminais dos módulos PV conectados em série ( $V_{PV}$ ), ligados em paralelo ao capacitor de entrada ( $C_{PV}$ ), da corrente de saída do painel PV ( $I_{PV}$ ) e do ciclo de trabalho máximo ( $d_{máx}$ ) do conversor *flyback*, imposto pelo algoritmo de MPPT proposto. Tendo em vista o mesmo perfil de irradiância solar com comportamento senoidal, variante entre 200 a 1000 W/m<sup>2</sup> cujos resultados alusivos ao desempenho do sistema de rastreamento foram apresentados na Figura 7.3.

Observa-se que a tensão  $V_{PV}$  permanece praticamente constante, evidenciando a correta operação do algoritmo de MPPT proposto, conforme se pode inferir a partir da Figura 2.6, tendo em vista que a temperatura dos painéis foi mantida constante em 25° C, pois, a tensão de MPP nos terminais do painel PV ( $V_{PV\ MPP}$ ) só deve apresentar alteração, caso haja variação da temperatura das células e/ou variação nos níveis de irradiância, conforme se pode observar a partir da Figura 2.7. O comportamento da corrente de saída dos painéis ( $I_{PV}$ ) acompanhou o perfil de variação senoidal da irradiância solar imposta aos módulos PV, o que era esperado, já que esta corrente é uma função dos níveis de irradiância solar ( $\Psi$ ), conforme exposto na Figura 2.11.

Figura 7.5 - Curvas de tensão ( $V_{PV}$ ) e corrente ( $I_{PV}$ ) dos painéis PV e ciclo de trabalho máximo ( $d_{m\acute{a}x}$ ) do conversor.

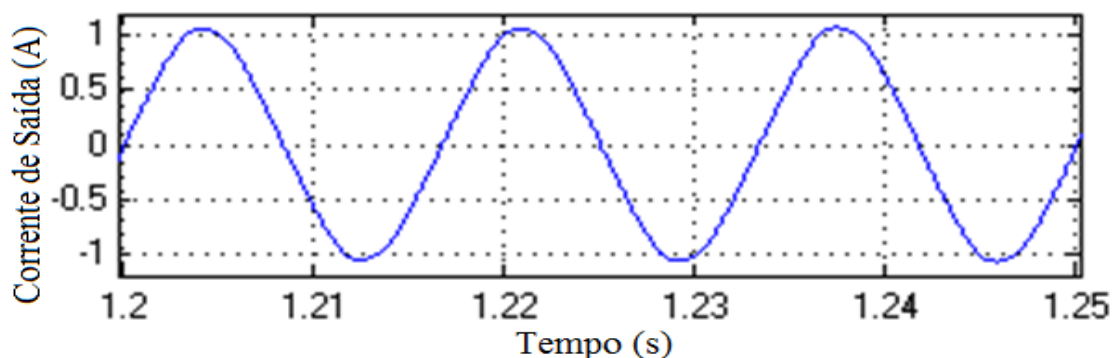


Fonte: O autor (2014).

Além de extrair a máxima potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos (PV), em todo o instante de tempo, o sistema também deve garantir que o microinversor sintetize uma forma de onda de tensão senoidal, na frequência da rede elétrica comercial (60 Hz), em perfeito sincronismo. Tendo em vista, que a onda de tensão senoidal deve ser gerada a partir de um conversor *flyback*, é suficiente que o ciclo de trabalho siga uma lei senoidal em módulo, conforme expressa (3.1), posto que o conversor está operando no MCD. No MCD este conversor apresenta uma relação linear entre o ciclo de trabalho ( $d(\omega t)$ ) e a sua tensão de saída ( $V_o$ ), conforme demonstra a expressão (4.15). Assim, a missão do algoritmo MPPT é estabelecer a cada ciclo da rede elétrica, o valor máximo do ciclo de trabalho ( $d_{m\acute{a}x}$ ).

Para finalizar a etapa dos resultados de simulação a Figura 7.6 apresenta a forma de onda de corrente, na saída do microinversor, considerando o mesmo conectado a uma carga resistiva de 161  $\Omega$ . A corrente de saída apresentou um conteúdo harmônico de 6,92 % (*Total Harmonic Distortion* - THD), o qual está um pouco acima do limite de 5 % estabelecido pelas normas IEEE 1547 e IEC 61727. Contudo, em futuros trabalhos se pode atingir o limite da THD de 5% através de modificações do controle e/ou pela inserção de filtros.

Figura 7.6 - Curva da corrente de saída do microinversor.



Fonte: O autor (2014).

### 7.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Neste tópico serão apresentados os resultados experimentais da implementação do microinversor conectado ao arranjo de painéis fotovoltaicos e o funcionamento do algoritmo proposto, em comparação com o método de MPPT P&O convencional do qual foi derivado.

Devido a dificuldades encontradas no decorrer do trabalho como: instalação dos painéis solares fotovoltaicos no teto do laboratório, autorizações para saída de equipamentos do prédio da Instituição de Ensino, para realização de testes a campo, da necessidade de um grande número de materiais e equipamentos a serem carregados, de situações climáticas favoráveis para realização de testes, do tempo disponível relacionado ao grande número de testes e simulações, entendeu-se como melhor providência a criação de um simulador de irradiância solar, dentro das instalações do laboratório, a fim de superar todas as dificuldades expostas, otimizar o tempo de testes e concentrar maior esforço no aprimoramento do algoritmo proposto, com maior número de testes e simulações em laboratório, para obtenção de resultados.

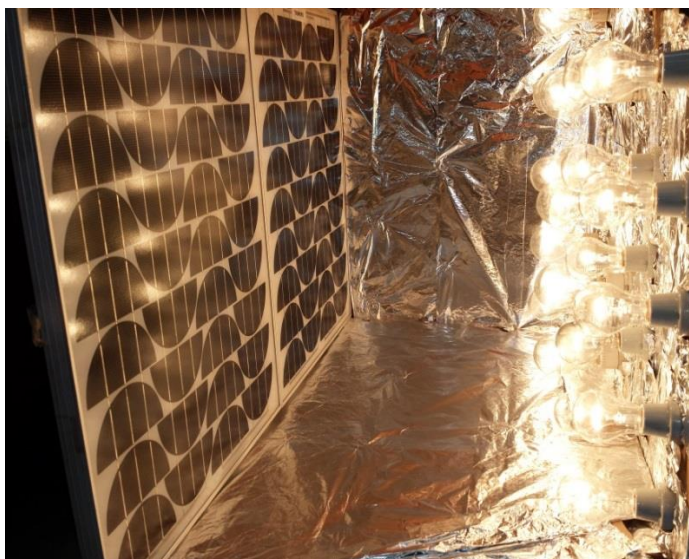
O simulador de irradiância solar fabricado no laboratório, apresentado na

Figura 7.7, é de simples construção, trata-se de uma base plana de madeira com a instalação de 20 lâmpadas incandescentes, que consomem uma potência total de 3,5 kW, dispostas em uma superfície de 0,75 m<sup>2</sup>, ligadas a variadores de tensão monofásicos com capacidade de até 2,4 kW de potência cada, apresentados na Figura 7.8, dispostas de forma homogênea em relação à superfície dos painéis PV, enclausuradas em um compartimento com o interior envolvido em papel alumínio visando, assim, com o menor custo, homogeneizar a irradiância incidente nos painéis PV. Neste arranjo, duas ventoinhas foram empregadas para

---

exaustão do calor que se forma no interior do compartimento, durante os ensaios a temperatura da sala foi mantida o mais baixo possível, em torno de 20°C. Contudo, quando as lâmpadas incandescentes eram acionadas a temperatura na superfície dos módulos atingia o valor de 50°C.

Figura 7.7 – Protótipo do simulador de irradiância solar para os módulos fotovoltaicos.



Fonte: O autor (2014).

Os variadores de tensão (VARIAC) possuem a finalidade de variar a tensão do conjunto de lâmpadas do simulador solar, de forma a possibilitar a realização de testes com diferentes níveis de irradiância, simular oscilações bruscas de irradiância em diferentes períodos. O uso de dois variadores de tensão, é devido a sua limitada potência individual (2,4 kW), a qual é inferior a potência do conjunto de lâmpadas que é de 3,5 kW.

Figura 7.8 – Variadores de tensão monofásico (VARIAC).



Fonte: O autor (2014).

---



---

A estratégia de controle do algoritmo de MPPT proposto, foi implementado no software Matlab/Simulink<sup>®</sup>. O controle em tempo real do conversor *flyback*, medições e realimentação foi implementado no protótipo pelo *hardware* da placa de DSP DS1104 da dSPACE<sup>®</sup> que possui interface de entradas e saídas, e é totalmente programável no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup> através de diagramas de bloco.

O controlador DS1104, executa as seguintes funções neste trabalho:

- a) Controle por modulação PWM do conversor *flyback*, geração do ciclo de trabalho, para obter o MPP, e uma onda de corrente senoidal retificada na sua saída;
- b) Sinais de controle dos interruptores do inversor em meia-ponte;
- c) Aquisição de dados da tensão e corrente dos terminais de saída dos painéis PV para realimentação em malha fechada do algoritmo proposto.

Vale ressaltar que a utilização da placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, por se tratar de um hardware que executa o processamento digital de sinais (DSP) em tempo real, baseada em tecnologia *PowerPC*, ou seja, de instalação e execução compatível com computadores pessoais, somado a uma interface de entrada e saída, faz da placa DS1104 uma solução ideal para o desenvolvimento de um controlador. A placa DS1104 com suas excepcionais características de desempenho, facilitou em muito a implementação do algoritmo de MPPT proposto. Isto se deve a integração que esta placa de DSP tem com o ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>, onde a estratégia de controle foi concebida.

Desta forma, tanto o sinal para ativação do interruptor do conversor *flyback* como os sinais para o comando dos interruptores do inversor de corrente em meia ponte são oriundos da placa DS1104. A realimentação em malha fechada dos valores de tensão e corrente do painel PV são coletados pela placa DS1104. Destarte, a implementação da estratégia do algoritmo implementado no microinversor foi simplificada, principalmente pela facilidade de simulação, e cálculo das derivadas através da utilização de blocos do software Matlab/Simulink<sup>®</sup>.

A implementação da estratégia de controle, como informado anteriormente, é realizada no ambiente do software Matlab/Simulink<sup>®</sup>, em conjunto com a utilização de uma placa de DSP, modelo DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, mostrada na Figura 7.9. A partir deste ponto, os resultados que serão apresentados são relativos a ensaios realizados em um protótipo de

---

---

laboratório do microinversor. Destaca-se, outrossim, que a grande vantagem da metodologia empregada no desenvolvimento deste estudo reside no aproveitamento dos algoritmos desenvolvidos no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup> integrado ao software PSIM<sup>®</sup>, através do módulo SimCoupler<sup>®</sup>, para o desenvolvimento do microinversor real. Destarte, agora, por assim dizer, o protótipo ocupa o lugar do circuito simulado no software PSIM<sup>®</sup>, a placa de DSP DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, realiza as funções do módulo SimCoupler<sup>®</sup>, e o algoritmo desenvolvido no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>, pode ser aproveitado para comandar o circuito real, desde que os necessários ajustes, relativos ao processo de medição e condicionamento das grandezas de tensão e corrente, adquiridas a partir dos terminais dos painéis PV, sejam realizados.

Com a utilização da placa de DSP DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, é possível enviar e receber sinais analógicos, pois, esta realiza a conversão e leitura de sinais analógicos-para-digitais e vice-versa. A utilização desta placa de DSP se mostrou muito útil para a etapa de desenvolvimento, pois, possibilitou a integração e utilização de todo o ferramental disponível no ambiente Matlab/Simulink<sup>®</sup>. Placas de DSP de outros modelos e fabricantes podem ser utilizadas para implementação de algoritmos de MPPT, como por exemplo: o DSP MC56F8257 da Freescale<sup>®</sup> (ZHANG, HE e LIU, 2013) ou MSP-430F2619 da Texas Instruments<sup>®</sup> (SEGUEL, SELEME JR., *et al.*, 2010; JIANG, QAHOUQ, *et al.*, 2012).

Figura 7.9 – Placa de DSP modelo DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>.



Fonte: O autor (2014).

Após instalação da placa de DSP, Figura 7.9, e estudo de suas configurações, requisitos e características elétricas suportadas, verificou-se que tanto suas entradas, analógico/digital (AD) como saídas, digital/analógico (DA), são limitadas em  $\pm 10 V_{CC}$  e  $\pm 5 \text{ mA}$ . Portanto, se

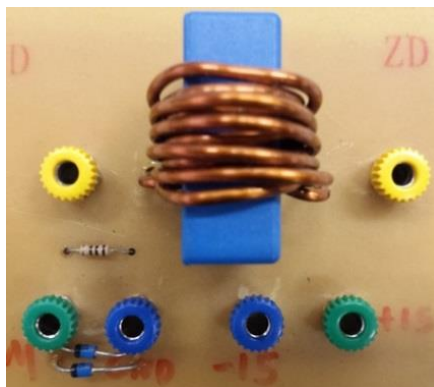
---

---

fez necessária à implementação de sensores de tensão e corrente para limitar a tensão de entrada das portas AD da placa de DSP e de forma isolada, para tanto foram realizados os protótipos de um sensor de corrente utilizando um transdutor de corrente LEM<sup>®</sup> LA 55-P, Figura 7.10, e um sensor de tensão utilizando um transdutor de tensão LEM<sup>®</sup> LV 25-P, Figura 7.11.

A Figura 7.10 apresenta um sensor de corrente de efeito *Hall*, baseado no transdutor de corrente LA 55-P da marca LEM<sup>®</sup>, que apresenta bom desempenho em resposta dinâmica, boa precisão, e isolamento galvânico, atendendo aos requisitos necessários para a conexão à placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup> e ao tempo de resposta que o algoritmo de MPPT exige para leitura em tempo real, da corrente extraída dos módulos fotovoltaicos.

Figura 7.10 – Sensor de corrente.



Fonte: O autor (2014).

A Figura 7.11 apresenta a placa de condicionamento de sinais de tensão, utilizando como principal componente um transdutor de tensão LV 25-P da marca LEM<sup>®</sup>, o qual é concebido para realizar medições de tensão CC ou CA, com isolamento galvânica. O emprego deste transdutor se faz necessário para adaptar os níveis de tensão medidos e os limites da placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, a qual não pode ser submetida a tensões superiores a 10 V<sub>CC</sub>. Contudo, a sua utilização tem como principal função a proteção da placa DS1104 da dSPACE<sup>®</sup>, contra eventuais transitórios de tensão/corrente, gerados por erro humano ou queima de componentes do microinversor, já que trata-se de uma placa importada de valor elevado.

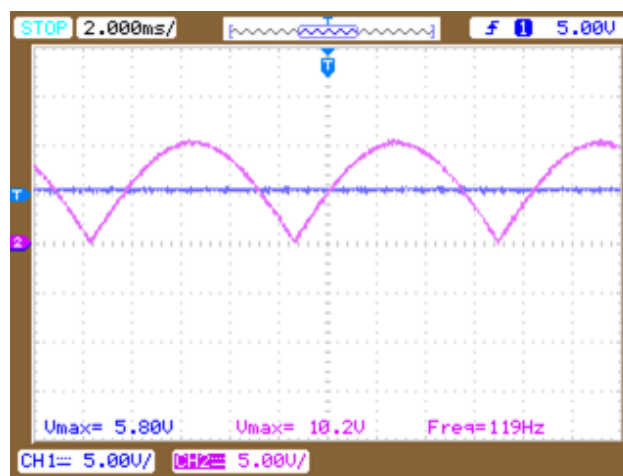
Figura 7.11 – Placa de condicionamento de tensão.



Fonte: O autor (2014).

O algoritmo de MPPT proposto, neste estudo, tem por missão determinar a cada ciclo da rede elétrica, o valor máximo do ciclo de trabalho ( $d_{máx}$ ), expresso em (3.1). Conforme, já foi dito, a tensão de saída do conversor *flyback*, deve apresentar uma forma de onda similar a uma tensão senoidal retificada. Para tanto, dado que o conversor opera no MCD, é suficiente que o seu ciclo de trabalho  $d(\omega t)$ , siga uma lei senoidal em módulo, conforme descrito por (3.1). Desta forma, para evidenciar a correta realização da lei de controle, no interior da placa DS1104 da dSPACE®, a Figura 7.12 foi elaborada. Nesta figura são apresentados os sinais, da entrada do bloco “produto 3” e do interior do algoritmo de MPPT, representado na Figura 7.2. Neste caso, o valor máximo da tensão CC é igual a  $5,80 V_{CC}$  o que corresponde a um ciclo de trabalho igual à  $d_{máx} = 0,58$ . A lógica do algoritmo é realizar o produto destes dois sinais, fazendo com que a amplitude da onda modulante seja imposta pelo sinal contínuo do ciclo de trabalho o qual é determinado pelo algoritmo de MPPT, conforme apresentado na Figura 7.13.

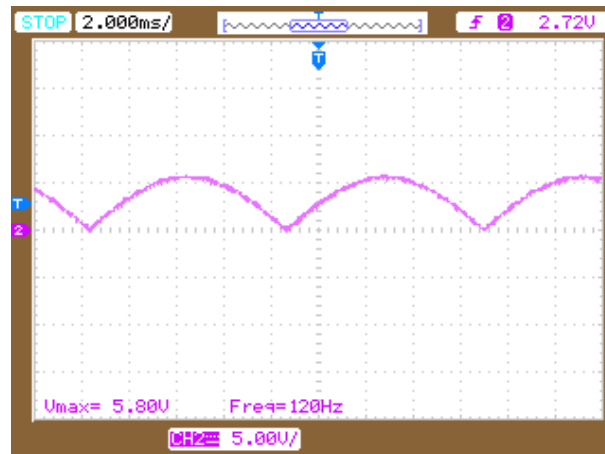
Figura 7.12 – Oscilação do ciclo de trabalho com amplitude de  $5,80 V_{CC}$  sobre a onda modulante.



Fonte: O autor (2014).

Verifica-se que a onda modulante da Figura 7.13 é resultado da comparação dos sinais mostrados na Figura 7.12. A mesma manteve sua forma senoidal e sua frequência (60 Hz). A geração do sinal PWM se dá a partir da conexão deste sinal modulante a um bloco PWM dedicado da placa DS1104 da sua biblioteca real time, conforme explicitado na Figura 6.15.

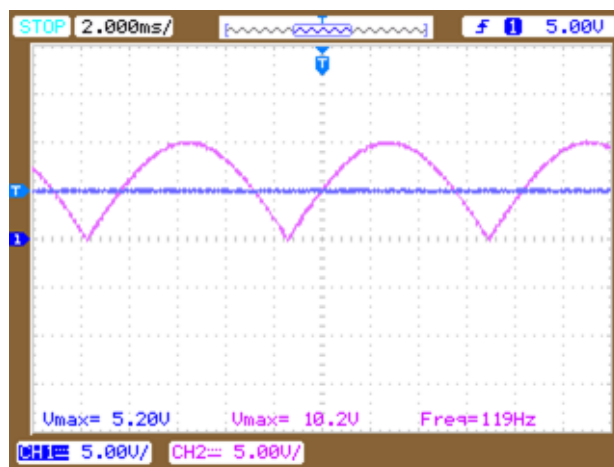
Figura 7.13 – Onda modulante resultante com amplitude de 5,80 Vcc.



Fonte: O autor (2014).

A Figura 7.14 faz referência à apresentação da mudança de amplitude, do ciclo de trabalho, uma redução de amplitude para 5,20 Vcc, uma diferença de 0,60 Vcc em relação à amplitude apresentada na Figura 7.12 e Figura 7.13, calculada pelo algoritmo de MPPT proposto, a redução do ciclo de trabalho ocorreu devido à redução da irradiância imposta pelo simulador de irradiância solar. Esta redução do ciclo de trabalho mostra que o algoritmo está calculando novos pontos de MPP para diferentes níveis de irradiância.

Figura 7.14 – Oscilação do ciclo de trabalho com amplitude de 5,20 sobre a onda modulante.

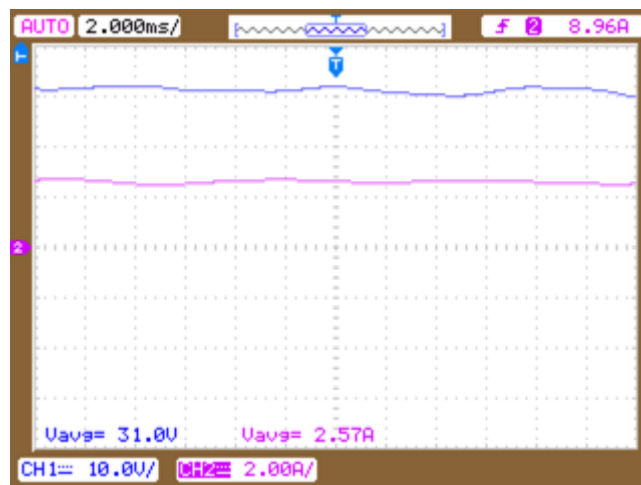


Fonte: O autor (2014).

---

Com o acionamento do simulador de irradiância solar na máxima potência (3,5 kW), ou seja, gerando a máxima irradiância luminosa proporcionada pelo conjunto de lâmpadas, realizou-se a aquisição da corrente e tensão nos terminais do arranjo do módulo PV com o algoritmo de MPPT proposto, com o objetivo de medir a máxima corrente e tensão instantânea nos terminais dos painéis PV. As medições indicaram: tensão de 31 V<sub>CC</sub> e corrente de 2,57 A, conforme mostrado na Figura 7.15. Ainda, é possível inferir que, conforme esperado, a tensão e a corrente oscilam em função da oscilação que o algoritmo opera para a busca contínua do MPP. Da mesma forma que é possível verificar o comportamento não linear entre as curvas de tensão e corrente, outra característica já descrita neste trabalho.

Figura 7.15 – Tensão  $V_{PV}$  e corrente  $I_{PV}$  nos terminais do painel PV.



Fonte: O autor (2014).

Se multiplicadas as medidas de tensão e corrente se conclui, pelas informações retiradas da Figura 7.15, que a máxima potência extraída nos terminais do painel PV é de 80 W. A potência máxima dos dois módulos PV em série é de 100 W, porém, deve-se considerar que existem perdas de rendimento do conversor CC-CA e perdas relacionadas a temperatura sobre a superfície dos painéis fotovoltaicos.

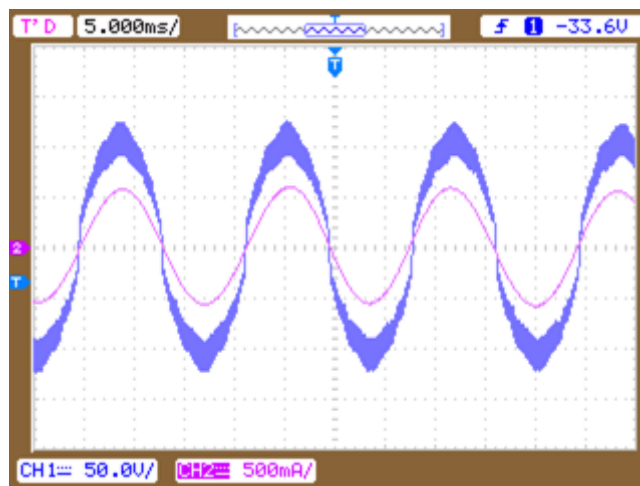
Utilizando o simulador de irradiância solar sobre o arranjo de painéis PV, com o circuito de comando do inversor em meia ponte, juntamente com utilização do MPPT proposto, obtêm-se as formas de ondas da Figura 7.16. Na Figura 7.16 é apresentada a corrente que circula pela carga de 161  $\Omega$ , e a tensão gerada pelo sistema fotovoltaico na saída do conversor *flyback*. Verifica-se a sincronia entre as ondas de corrente e tensão, a forma de

---

---

onda senoidal da corrente que foi sintetizada pelo inversor em meia ponte, características que viabilizam a continuidade do estudo para conexão a rede elétrica da concessionária.

Figura 7.16 – Tensão e corrente de saída do conversor *flyback*.



Fonte: O autor (2014).

A comparação do algoritmo de MPPT P&O convencional em relação ao algoritmo de MPPT proposto foi realizada da seguinte forma:

O osciloscópio foi ajustado para gravar em um intervalo de tempo de 500 milissegundos (50 ms/div) a resposta de cada método quando no acionamento do simulador de irradiância solar, de forma a obter uma comparação do tempo de resposta dinâmica de cada algoritmo, bem como uma comparação dos níveis de tensão, corrente e potência extraída do arranjo de painéis PV e do estado em regime permanente de cada método de MPPT.

A Figura 7.17 apresenta as ondas de corrente ( $I_{PV}$ ), tensão ( $V_{PV}$ ) e potência ( $P_{PV}$ ), adquiridas com o método P&O convencional. Todas as medidas foram realizadas a partir da leitura da corrente e tensão dos terminais do painel fotovoltaico, sendo a potência calculada pelo osciloscópio a partir destas medidas. Os módulos PV estavam submetidos a uma irradiância proveniente do simulador de irradiância solar, regulado em torno de 75% da irradiância máxima ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) considerados os resultados apresentados na Figura 7.15. Não foi realizada a simulação a 100% da irradiância possível a fim de preservar o circuito do conversor de um pico de corrente muito elevado ao acionar as chaves do VARIAC. Os testes foram realizados com os painéis PV sobre uma temperatura de  $30^\circ\text{C}$  medida através de um termômetro digital.

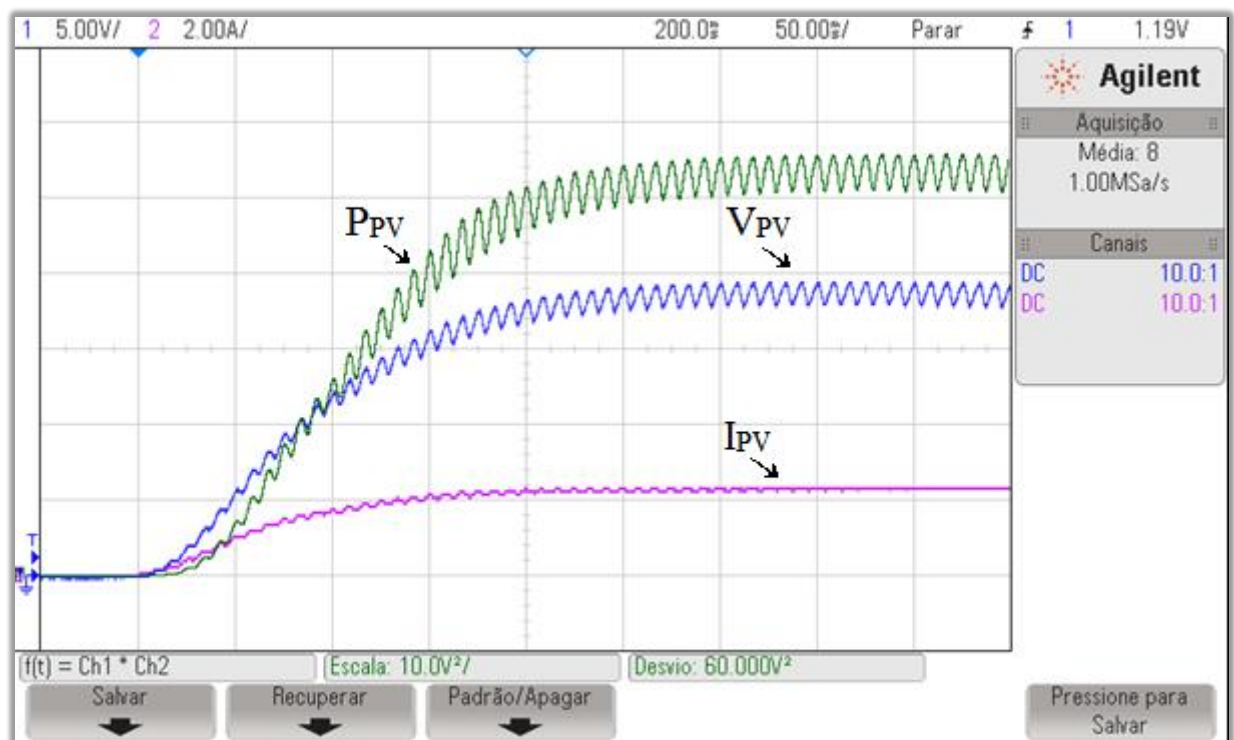
---

A primeira análise a ser realizada da Figura 7.17 deve ser sobre a velocidade com que as ondas de corrente, tensão e consequentemente a de potência chegam à amplitude máxima, que para a onda de potência ( $P_{PV}$ ) seria o momento em que o ponto de máxima potência (MPP) foi alcançado.

A segunda análise da Figura 7.17 é sobre o tamanho do passo de variação da onda de potência no decorrer do período, que significam o tamanho do passo de variação do ciclo de trabalho, ou seja, a velocidade da resposta dinâmica do sistema.

E por fim, em última análise, deve ser observada a amplitude da onda de potência ( $P_{PV}$ ), que reflete a quantidade de potência que o algoritmo de MPPT P&O convencional esta conseguindo extrair dos painéis PV.

Figura 7.17 – Potência, tensão e corrente medidas nos terminais do painel PV com o MPPT P&O convencional.



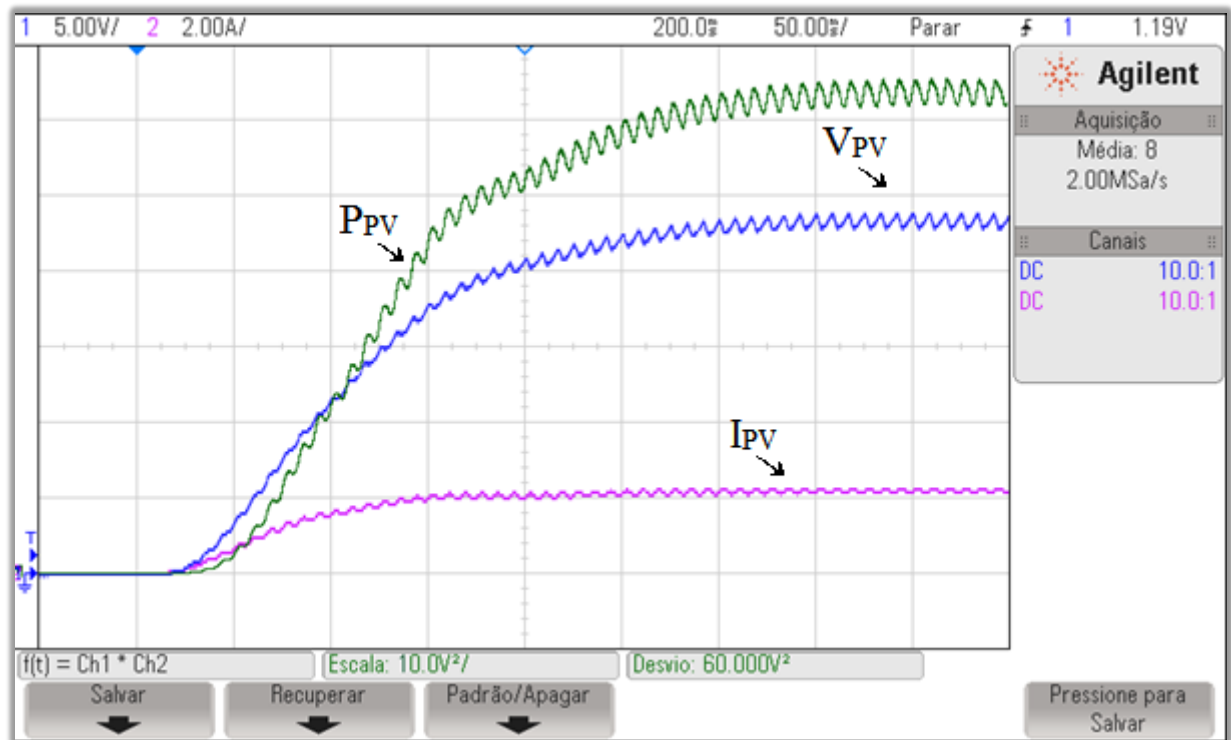
Fonte: O autor (2014).

Sobre as mesmas condições de irradiância e temperatura dos painéis PV, foi compilado o algoritmo de MPPT proposto no Matlab/Simulink<sup>®</sup>, e, então acionadas as chaves dos VARIACs, da mesma forma que fora realizado no ensaio anterior, para o método de P&O convencional, a fim de se obter, uma comparação justa entre os dois métodos.



Analisando a Figura 7.18, em comparação com a Figura 7.17, é possível verificar que os níveis de potência obtidos através do método proposto, são significativamente superiores, cerca de 10 W, em relação ao método P&O convencional. A resposta dinâmica, apresentada pelo método proposto também foi superior, comprovando assim o mérito da proposta.

Figura 7.18 – Potência, tensão e corrente medidas nos terminais do painel PV com o MPPT P&O proposto.



Fonte: O autor (2014).

---

## 7.4 CONCLUSÃO

O método de MPPT proposto apresentou uma melhoria significativa de desempenho quando comparado com o algoritmo P&O convencional. Esta melhoria foi baseada na relação de proporcionalidade entre a amplitude da derivada temporal da tensão nos terminais dos painéis PV e a distância entre a potência real e o MPP. Assim, uma grande amplitude da derivada temporal da tensão nos terminais do painel PV implica um aumento do valor do incremento de ciclo de trabalho  $\Delta d$ . Da mesma forma, valores pequenos, desta derivada, irão resultar em uma pequena variação do ciclo de trabalho.

A contribuição principal desta nova estratégia de MPPT reside na utilização de um tamanho de passo variável. A utilização de algoritmos de tamanho de passo variável não é uma abordagem nova, mas no presente trabalho, o valor instantâneo do ciclo de trabalho é gerado automaticamente, a partir da amplitude da derivada da tensão ( $dV_{PV}/dt$ ) nos terminais dos painéis PV. Uma vez que a resposta dinâmica e o estado estacionário dos algoritmos de MPPT dependem do tamanho de passo do ciclo de trabalho. A presente abordagem aumenta a precisão do MPPT. Uma vez que, em um método de MPPT P&O convencional, um tamanho maior de passo do ciclo de trabalho deve ser utilizado para ser capaz de rastrear o MPP com resposta dinâmica mais rápida, à custa do aumento da flutuação do estado estacionário, e vice-versa.

Os resultados obtidos a partir de simulações sobre o microinversor mostraram que o algoritmo de MPPT proposto é mais rápido e mais preciso do que o método P&O convencional. O algoritmo de MPPT desenvolvido, obteve melhor acompanhamento do MPP, já que usa uma maior variação do ciclo de trabalho, enquanto o ponto de operação do conversor está muito longe do MPP e uma reduzida variação do ciclo de trabalho após alcançar o MPP. A redução do ciclo de trabalho mediante a obtenção do MPP reduz flutuações em torno do mesmo, o que significa que a eficiência de energia aumenta. Em outras palavras, o algoritmo de MPPT proposto melhora o desempenho do microinversor tanto em resposta dinâmica como no estado estacionário.

Para a nova proposta de MPPT apresentada se propôs a combinação de ambas as derivadas ( $dV_{PV}/dt$  e  $dP_{PV}/dV_{PV}$ ) para determinação do MPP dos painéis PV, e principalmente a utilização da derivada da tensão ( $dV_{PV}/dt$ ) como informação para a variação do ciclo de

---

---

trabalho, onde foi possível obter uma melhoria importante do desempenho resultante do algoritmo P&O convencional, tanto na resposta dinâmica como em regime estacionário.

---

## **CAPÍTULO 8**

### **CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS**

---

## 8 CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

### 8.1 CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho, foi realizado um estudo, que culminou no desenvolvimento de uma estratégia, inédita, para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), em sistemas fotovoltaicos (PV). Para tanto, foi realizado, um levantamento bibliográfico que contribuiu para o estabelecimento do estado da arte, em sistemas de MPPT. A síntese desta revisão bibliográfica encontra-se no capítulo 6.

O método de MPPT proposto se baseia na utilização da derivada temporal da tensão no painel PV, para a determinação da taxa de incremento do ciclo de trabalho máximo ( $d_{máx}$ ), do conversor, a qual é realizada a cada iteração do algoritmo de MPPT. Esta estratégia fundamenta-se na característica não linear ( $V_{PV} \times I_{PV}$ ) dos módulos PV. Pois, os módulos PV apresentam características de fonte de corrente em quase toda a faixa de operação. Logo, a variação da potência disponível em seus terminais, basicamente é função da tensão  $V_{PV}$ . Destarte, a informação da derivada da tensão nos terminais do painel PV, é praticamente a mesma, que a informação obtida através da derivada da potência de saída do painel PV, considerando as mesmas condições de irradiância e temperatura no painel PV. Todavia, ao utilizar a derivada da tensão, se dispensa a necessidade da determinação da potência de saída do painel PV, economizando-se, desta forma, um sensor de corrente contínua e uma operação de multiplicação.

Assim, com a utilização desta técnica, para determinação instantânea do incremento do valor máximo do ciclo de trabalho do conversor, foi possível, conforme demonstrado, o desenvolvimento de um algoritmo de MPPT muito mais rápido e preciso, do que o algoritmo clássico que emprega a técnica P&O.

É sabido, que a resposta dinâmica dos algoritmos de MPPT depende da taxa de incremento do ciclo de trabalho máximo do conversor. Desta forma, a utilização de taxas de incremento com valor fixo, basicamente, se refletem, em resposta dinâmica lenta. Porém, precisas, em contrapartida, valores elevados desta grandeza, implicam em resposta dinâmica rápida, contudo, imprecisa, isto é, o valor do MPPT ótimo nunca é atingido e o sistema fica oscilando em torno deste ponto.

---

O desempenho do algoritmo desenvolvido é melhor do que o algoritmo convencional, pois, emprega taxa de variação do ciclo de trabalho máximo variável ( $\Delta d$ ). Assim, enquanto o ponto de operação do conversor está longe do MPP, isto é, enquanto a derivada de  $dV_{PV}/dt$  é grande, são empregados valores elevados de  $\Delta d$ , o que melhora a resposta dinâmica. Entretanto, quando  $dV_{PV}/dt$  é pequena,  $\Delta d$  é diminuído, reduzindo drasticamente as oscilações em torno do MPP.

Este trabalho apresentou um estudo que destacou, na sua parte inicial, a importância da energia solar fotovoltaica nos âmbitos econômico, social e ambiental, como uma alternativa de energia limpa, renovável e de fácil instalação em residências, edifícios e locais remotos. Hoje, existe uma tendência de expansão da utilização deste tipo de fonte de energia renovável, principalmente por questões de sustentabilidade ambiental, que vem catalisando um processo de viabilidade econômica para efetiva utilização destes sistemas em escala comercial de produção de energia elétrica.

Evidenciou-se que o emprego de sistemas de micro geração distribuída, reduz a necessidade de vultosos investimentos em grandes centrais de geração de energia elétrica, geralmente localizadas em áreas remotas, reduzindo assim, os investimentos com redes de transmissão de energia elétrica. A instalação de módulos PV e microinversores, nos telhados e fachadas de prédios e residências, em grandes centros urbanos, permite que a geração de energia elétrica se realize, de forma modular, isto é, a expansão da capacidade da planta se dá pela simples adição de novos microinversores com seus respectivos módulos PV. A instalação na área urbana, permite que a geração se dê próxima aos pontos de consumo, o que resulta ser mais um importante diferencial desta tecnologia.

Foi identificado que ainda há grandes barreiras a serem transpostas para a implantação em larga escala de sistemas de produção de energia elétrica, a partir de sistemas fotovoltaicos. Tais barreiras estão relacionadas à viabilidade financeira e ao aumento da eficiência das células PV. Apesar dos órgãos governamentais, aparentemente perceberem a necessidade de diversificação da matriz elétrica nacional, tendo elaborado em 2002 o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), o mesmo se mostrou bastante eficiente para promover a implantação de vários parques eólicos no país. Contudo, apesar do incrível potencial fotovoltaico brasileiro, as políticas públicas de fomento têm sido insuficientes para catalisar a implantação de sistemas PV em grande escala. Estando em muito, defasadas em

---

---

relação às políticas adotadas por países, como: Alemanha, Itália, China, Japão, Estados Unidos e Espanha, que lideram o ranqueamento global em produção de energia fotovoltaica.

O estudo desenvolvido no âmbito deste trabalho, permitiu o dimensionamento e a elaboração de um protótipo de um microinversor, o qual tem por função viabilizar a injeção da energia elétrica produzida, pelo painel fotovoltaico, na rede elétrica comercial. O microinversor desenvolvido, baseado no conversor *flyback*, desempenhou adequadamente as funções de: prover isolamento galvânico entre o painel PV e a rede elétrica; e de converter a energia elétrica proveniente do painel PV, fornecida em corrente contínua, em uma forma de onda senoidal retificada, a qual é imediatamente convertida em uma onda senoidal, pela ação de um inversor em meia ponte, conectado em cascata na saída do conversor *flyback*.

## 8.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Embora, neste trabalho, o algoritmo de MPPT proposto tenha sido aplicado apenas a um microinversor baseado no conversor *flyback*, este método de MPPT poderá ser estendido para qualquer outro conversor de energia, portanto, pode ser estudado e realizado nos conversores *Zeta*, *Ćuk*, *Buck*, *Boost*, *Buck-Boost*, *Forward*, *Push-Pull*, *Full Bridge*, *SEPIC* entre outros.

Viabilizar a conexão do microinversor a rede elétrica, por meio do estudo e do desenvolvimento de um algoritmo de sincronismo com a rede elétrica (*PLL*).

Estudar e desenvolver um sistema de detecção de ilhamento, capaz de garantir a segurança das equipes de manutenção e do microinversor.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. *NBR 10899 - Conversão Fotovoltaica de Energia Solar*. 1988.
- Almeida, M. P. *Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*. Edição: USP. Universidade de São Paulo: Programa de Pós-Graduação em Energia, 2012.
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 481, de 17 de abril de 2012, Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012 e Resolução Normativa n° 493, de 05 de junho de 2012*. 2012. <http://www.aneel.gov.br> (acesso em Abril de 2014).
- ANEEL. *Resolução Normativa n° 77, de 08 de agosto de 2004*. 2004. <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf> (acesso em abril de 2014).
- Barbi, I., C. H. I. Font, e R. L. Alves. PROJETO FÍSICO DE INDUTORES E TRANSFORMADORES.2002. [http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/sergiovgo/materiais/Apostila\\_Projeto\\_Fisico\\_De\\_Magneticos.pdf](http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/sergiovgo/materiais/Apostila_Projeto_Fisico_De_Magneticos.pdf) (acesso em Setembro de 2014).
- Barbi, I., e D. C. Martins. *Eletrônica de Potência: Projetos de Fontes Chaveadas*. Florianópolis: Edição do Autor, 2001.
- Brasil. *Lei n° 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária*. 11 de janeiro de 2013. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm) (acesso em abril de 2014).
- Brito, M. A. G., L. Galotto Jr., L. P. Sampaio, G. A. Melo, e C. A. Canesin. "Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications." *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS* 60, n. 3 (Março 2013): 1156-1167.
- CEMIG. "Companhia Energética de Minas Gerais." *ENERGIA SOLAR*. 2015. [http://www.cemig.com.br/pt-br/A\\_Cemig\\_e\\_o\\_Futuro/inovacao/Alternativas\\_Energeticas/Paginas/energia\\_solar.aspx](http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/inovacao/Alternativas_Energeticas/Paginas/energia_solar.aspx) (acesso em 17 de Março de 2015).
- Coelho, R. F., F. M. Concer, e D. C. Martins. "A MPPT Approach Based on Temperature Measurements Applied in PV Systems." *9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010*, Novembro de 2010: 1-6.
- ENERGIA, BRASIL. "Melhores e Piores." *Revista Brasil Energia*, n. 390 (Maio 2013): 6.
- EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- EPIA. *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*. Edição: Tom Rowe. Chambéry: European Photovoltaic Industry Association, 2014.
- Esrn, T., e P. L. Chapman. *Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques* (IEEE Trans. Energy Conv.) 22, n. 2 (2007): 439-449.
- FAIRCHILD SEMICONDUCTOR. *Fairchild Semiconductor Corporation*. 2003. <https://www.fairchildsemi.com/application-notes/AN/AN-4137.pdf> (acesso em 05 de Janeiro de 2015).
-



- 
- Faranda, R., e V. Maugeri. "MPPT Techniques for PV Systems: Energetic and Cost Comparison." 2008: 1-6.
- Femia, N., G. Petrone, G. Spagnuolo, e M. Vitelli. "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method." *Power Electronics, IEEE Transactions on* 20, n. 4 (7 2005): 963-973.
- Gazoli, J. R. *Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, Campinas*. Edição: UNICAMP. Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- IEA. *World Energy Outlook 2012*. Paris: International Energy Agency, 2012.
- IEEE 929, *IEEE Std 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* New York, NY, 2000.
- IPEA. *Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico*. Instituto de Pesquisas Economicas Aplicadas, 2013.
- Jain, S., e V. Agarwal. "Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems." *Electric Power Applications, IET*, Setembro de 2007: 753-762.
- Jiang, Y., J. A. A. Qahouq, A. Hassan, E. Abdelkarem, e M. Orabi. "Load Current Based Analog MPPT Controller For PV Solar Systems." (IEEE) 2012.
- Kasa, N., T. Iida, e C. Liang. "Flyback Inverter Controlled by Sensorless Current MPPT for Photovoltaic Power System." *IEEE Transactions On Industrial Electronics* 52 (2005): 1145-1152.
- Kunte, R. S., e W. Gao. "Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources." *Power Symposium, 2008. NAPS 08 40th North American*, 2008: 1.
- Kyritsis, A. Ch., E. C. Tatakis, e N. P. Papanikolaou. *Optimum Design of the Current-Source Flyback Inverter for Decentralized Grid-Connected Photovoltaic Systems*. Vol. 23. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008.
- Lacerda, V. S. *Sistema Monofásico de Aproveitamento Fotovoltaico Caracterizado por Baixa Distorção Harmônica Injetada na Rede e Rastreamento de Máxima Potência*. Juiz de Fora: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade Federal de Juiz de Fora, 2010.
- Li, Yanlin, e Ramesh Oruganti. *A Low Cost Flyback CCM Inverter for AC Module Application*. Vol. 27. 3 vols. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012.
- Lopez, H. F. M.I. *Inversor Módulo Integrado Utilizando um Conversor CC-CC Zeta com Controle MPPT Feedforward*. Porto Alegre: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS, 2009.
- Marques, F. N. *Inversor Flyback a Quatro Transistores Controlado por um Dispositivo FPGA para obter MPPT em Sistemas Fotovoltaicos*. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2008.
-

- 
- Martins, D. C., e I. Barbi. *Conversores CC-CC básicos não isolados*. 3ª. Florianópolis: Edição do Autor, 2008.
- Mello, L. F. P. "*Análise e projeto de fontes chaveadas*". 1. São Paulo: Érica, 1996.
- Midya, P., P. T. Krein, R. J. Turnbull, R. Reppa, e J. Kimball. "Dynamic maximum power point tracker for photovoltaic applications." *Power Electronics Specialists Conference, 1996. PESC '96 Record., 27th Annual IEEE*, 1996: 1710-1716.
- Ministério Alemão das Relações Externas. "O caminho da virada energética." *deutschland.de*. Edição: Martin Orth. Março de 2014. <https://www.deutschland.de/pt/topic/politica/alemanha-e-europa/o-caminho-da-virada-energetica> (acesso em 17 de Março de 2015).
- MME. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- Moçambique, N. E. M. *Aplicação de Algoritmos de Busca do Ponto de Máxima Potência e controladores lineares e/ou Fuzzy para a regulação da tensão terminal de Painéis Fotovoltaicos*. São Carlos: Dissertação (Mestrado em Engenharia). Universidade de São Paulo - USP, 2012.
- Neshaastergaran, P., e H. R. Karshenas. *Investigation of Single-Stage Flyback Inverter Under Different Operating Modes*. Tehran: 4th Power Electronics, Drive System & Technologies Conference, 2013.
- Pandey, A., N. Dasgupta, e A. K. Murkerjee. "High-Performance Algorithms for Drift Avoidance and Fast Tracking in Solar MPPT System." june de 2008, 2 ed.
- Pozzebon, G., A. F. Gonçalves, G. G. Peña, e N. E. M. M., Ricardo Q. Moçambique. *Operation of a Three-Phase Power Converter Connected to a Distribution System*. Edição: IEEE Transactions on Industrial Electronics. Vol. 60. 5 vols. 2013.
- Rambo, C. E. B., F. B dos Reis, G. R. Pedrollo, e F. S. dos Reis. "Improving performance of the P&O MPPT using derivative of photovoltaic panel voltage." *Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE*, Novembro de 2014: 5546-5551.
- Seguel, J. L., S. I. Seleme Jr., P. D. Garcia, L. F. Moraes, P. Cortizo, e M. Mendes. "Comparison of MPPT Approaches in Autonomous Photovoltaic Energy Supply System Using DSP." *IEEE*, 2010: 1149-1154.
- Siemens. "Solar Module SR50 - Electrical Parameters." 1997. <http://www.solarcellsales.com/techinfo/docs/sr50p1n.pdf> (acesso em Agosto de 2014).
- Subudhi, B., e R. Pradhan. *A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems*, 1 de 2013, IEEE Transactions on Sustainable Energy ed.: 89-98.
- Tang, Lei, Wei Xu, Chengbi Zeng, Jinhui Lv, e Jinwei He. "One Novel Variable Step-Size MPPT Algorithm for Photovoltaic Power Generation." *IEEE*, 2012: 5750-5755.
- Thornton. "Thornton Eletrônica Ltda - Catalogo de Ferrite." 2008. <http://http://www.thornton.com.br/produtos/nee.htm> (acesso em Agosto de 2014).
-

- 
- Viero, R. C. *Estudo da Modelagem Dinâmica de Pequenos Sinais do Conversor Zeta no MCD Alimentado a Partir de Paineis Fotovoltaicos para Conexão à Rede Elétrica*. Porto Alegre, 2011.
- Villalva, M. G. *Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema conectao a Rede Elétrica*. Campinas: UNICAMPI, 2010.
- Zengin, S., F. Deveci, e M. Boztepe. “Decoupling Capacitor Selection in DCM Flyback PV Microinverters Considering Harmonic Distortion.” *IEEE Transactions on Power Electronics* 28, n. 2 (Fevereiro 2013): 816-825.
- Zhang, Z., X. He, e Y. Liu. “An Optimal Control Method for Photovoltaic Grid-Tied-Interleaved Flyback Microinverters to Achieve High Efficient in Wide Load Range.” *IEEE Transactions on Power Electronics* 28, n. 11 (Novembro 2013): 5074-5087.