

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Pós Graduação em Engenharia Elétrica  
Mestrado em Engenharia Elétrica

Vinícius Sobreira Lacerda

**SISTEMA MONOFÁSICO DE APROVEITAMENTO  
FOTOVOLTAICO CARACTERIZADO POR BAIXA  
DISTRORÇÃO HARMÔNICA INJETADA NA REDE  
E RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA**

Juiz de Fora  
2010

Vinícius Sobreira Lacerda

**SISTEMA MONOFÁSICO DE APROVEITAMENTO FOTOVOLTAICO  
CARACTERIZADO POR BAIXA DISTORÇÃO HARMÔNICA INJETADA NA  
REDE E RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas Eletrônicos, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Henrique Antônio Carvalho Braga.

Juiz de Fora  
2010

Lacerda, Vinícius Sobreira.

Sistema monofásico de aproveitamento fotovoltaico caracterizado por baixa distorção harmônica injetada na rede e rastreamento de máxima potência / Vinícius Sobreira Lacerda. – 2010.

151 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2010.

1. Energia solar - Geração. 2. Recursos energéticos. 3. Sistemas elétricos de potência. I. Título.

CDU 662.997:620.91

Vinícius Sobreira Lacerda

**Sistema Monofásico de Aproveitamento Fotovoltaico Caracterizado por Baixa Distorção Harmônica Injetada na Rede e Rastreamento de Máxima Potência**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas Eletrônicos, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 30 de agosto de 2010.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Henrique Antônio Carvalho Braga, Dr. Eng. (Orientador)  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D. Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. André Augusto Ferreira, D. Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Aos meus pais, Lygia e Fernando.*

# Agradecimentos

*Gostaria de agradecer, primeiramente, a Deus, por iluminar o meu caminho e me dar forças para transpor as barreiras encontradas.*

*À minha família, por todo apoio, incentivo, e por me darem suporte para que esta jornada fosse concluída com êxito.*

*À FAPEMIG, pela concessão da bolsa de mestrado que permitiu a dedicação ao curso e à pesquisa.*

*Ao meu orientador e amigo, Prof. Henrique A. C. Braga pela orientação e dedicação em todos os momentos necessários.*

*Ao Prof. Pedro Gomes Barbosa, pelo apoio técnico e pela atenção.*

*Aos professores Denizar Cruz Martins e André Augusto Ferreira por terem aceitado integrar a banca examinadora.*

*Ao Eng. Felipe Mattos e ao graduando Ródnei Abreu pelo apoio na implementação do protótipo.*

*À Universidade Federal de Juiz de Fora por ter me acolhido durante sete anos.*

*A todos os colegas do NAEF pelas inúmeras contribuições e pela amizade.*

*A Thaís pela sua compreensão e o seu carinho nos momentos mais difíceis.*

*“Nas grandes batalhas da vida, o primeiro passo para a vitória é o desejo de vencer.”*

*Mahatma Gandhi*

## RESUMO

Este trabalho aborda a análise, a modelagem matemática, o projeto e a simulação computacional de um sistema monofásico de aproveitamento fotovoltaico (PV) não-isolado conectado à rede elétrica, em que se pretende sintetizar uma corrente de baixa distorção harmônica mantendo-se o ponto de máxima potência dos painéis. São avaliadas duas estruturas conversoras equivalentes, uma com dois estágios de processamento de energia e outra com apenas um estágio. Ambas as estruturas desempenham o papel de converter a energia CC dos painéis fotovoltaicos em energia CA, sob a forma de corrente elétrica de baixa distorção injetada na rede. Uma revisão sucinta dos modelos matemáticos de representação do comportamento termo-fotoelétrico do painel fotovoltaico (ou conjunto de painéis) é realizada, resultando na adaptação de uma das alternativas na forma de modelo numérico adaptado à ferramenta computacional PSIM. Algumas alternativas monofásicas de conversão CC-CA são elencadas neste trabalho, com destaque para o número de estágios de conversores, característica de isolamento e qualidade da energia injetada. Como base nesta análise, propõe-se um sistema composto por um conversor CC-CC tipo *buck* operando em modo de condução contínua em alta frequência, em cascata com um inversor fonte de corrente (CSI) acionado na frequência da rede, para realização do aproveitamento fotovoltaico desejado. Amparado por ferramentas de integração de estágios de conversores, percebe-se que o conjunto de dois estágios pode ser arranjado em uma única etapa conversora baseada no inversor fonte de tensão (VSI). Ambas as propostas são modeladas, projetadas e simuladas no PSIM. A descrição teórico-matemática da planta PV, incluindo suas malhas de controle, é realizada. Com propósito de validação das concepções teóricas, tais sistemas são simulados, inicialmente, empregando-se elementos idealizadores e, em segundo momento, adotando-se um arranjo que inclui alguns componentes parasitas, sensores em escala real e o subcircuito do integrado UC3854. Os resultados numéricos, realizados para variações da irradiação solar e perturbações na tensão da rede, confirmam que o conceito proposto é factível, resultando em uma alternativa simples, compacta e possivelmente de baixo custo.

**PALAVRAS CHAVE:** Geração dispersa, energia solar fotovoltaica, sistemas conectados à rede.



## ABSTRACT

This work deals with the analysis, mathematical modeling, design and computer simulation of a single phase non-isolated photovoltaic (PV) system, which is connected to the electrical grid and is controlled to synthesize a low harmonic current while keeps the maximum power point of the panels. Two structures are evaluated, one with two stages of processing power and another with a single stage. Both structures converts DC power from solar panels into AC power, in the form of a low distortion electrical current to be injected into the grid. A brief review of PV panel mathematical models is performed, resulting in the adaptation of one alternative in the form of a numerical model oriented to the computational tool PSIM. Moreover, some alternatives to single-phase DC-AC conversion are listed in this work, highlighting the number of stages of inverters, isolation characteristic and quality of the power injected. To support this analysis, a two-stage system has been firstly studied, which is constituted of a buck converter operating in continuous conduction mode at high frequency, cascaded with a current source inverter (CSI) which works in the frequency of the grid. Using the integration of stages theory, the two stage system can be arranged into a single stage converter based on a voltage source inverter (VSI). Both proposals are modeled, designed and simulated in PSIM program. The theoretical and mathematical description of the PV plant, including its control loops, is presented. With the purpose of validation of the theoretical concepts, such systems are simulated, initially, using idealized elements, and then, adopting an arrangement that includes some parasitic components, sensors and full-scale integrated subcircuit of UC3854. The numerical results carried out for changes in solar radiation and mains voltage sags/swells, confirm that the proposed concept is feasible, resulting in a simple, compact and potentially low cost.

**PALAVRAS CHAVE:** Grid connected system, photovoltaic solar energy, dispersed generation.

## ABREVIATURAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informação da Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCM	<i>Continuous Conduction Mode</i> (Modo de Condução Contínua)
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Energéticos
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CSI	<i>Current Source Inverter</i> (Inversor fonte de corrente)
FP	Fator de Potência
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
HBDC	<i>Half Bridge Diode Campled</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
MNC	Multinível em Corrente
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PFC	<i>Power Factor Correction</i> (Correção do Fator de Potência)
PO	Ponto de Operação

PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectada à Rede
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> (Distorção Harmônica Total)
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> (Inversor fonte de tensão)

## SIMBOLOGIA

$q$	Carga do elétron
$C_{PV}$	Capacitor de saída do arranjo fotovoltaico
$\lambda$	Coefficiente da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura
$\alpha$	Coefficiente de Temperatura de $I_{SC}$
$K$	Constante de Boltzman
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito
$I_s$	Corrente injetada na rede elétrica
$I_{ref}$	Corrente de referência
$I_{S_{rms}}$	Corrente rms da rede elétrica
$I_o$	Corrente de saída
$I_{MPP}$	Corrente no ponto de máxima potência
$i_{PV}$	Corrente de saída de uma célula fotovoltaica
$I_r$	Corrente de saturação reversa da célula
$I_{rr}$	Corrente de saturação reversa de referência
$D_{BUCK}$	Diodo do conversor <i>buck</i>
$D_{sh}$	Diodo shunt
$D_{PV}$	Diodo de proteção do arranjo fotovoltaico
$E_G$	Energia da banda proibida
$\eta$	Fator de qualidade da junção p-n
$I_{ph}$	Fotocorrente
$\omega$	Frequência angular da rede elétrica

$f_s$	Frequência de chaveamento
L	Indutor
$L_i$	Indutor de entrada
$L_b$	Indutor de equilíbrio
$P_{\text{sun}}$	Intensidade da irradiação solar
$S_{\text{BUCK}}$	Interruptor do conversor <i>buck</i>
$N_s$	Número de células em série no arranjo fotovoltaico
$M_p$	Número de módulos em paralelo no arranjo fotovoltaico
$M_s$	Número de módulos em série no arranjo fotovoltaico
$T_s$	Período de chaveamento
$P_{\text{MPP}}$	Ponto de máxima potência
$P_{\text{in}}$	Potência de entrada
$P_{\text{out}}$	Potência de saída
$D(s)$	Razão cíclica
$R_{\text{sh}}$	Resistência paralela
$R_s$	Resistência série
$\beta$	Taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura
T	Temperatura ambiente
$T_r$	Temperatura de referência
$V_{\text{pa}}$	Tensão do arranjo fotovoltaico
$V_{\text{oc}}$	Tensão de circuito aberto
$V_{\text{in}}$	Tensão de entrada
$V_{\text{S}_{\text{max}}}$	Tensão máxima da rede elétrica

$V_{S_{\min}}$	Tensão mínima da rede elétrica
$V_p$	Tensão de pico da rede elétrica
$V_{MPP}$	Tensão no ponto de máxima potência
$V_{GRID}$	Tensão da rede elétrica
$V_{REF}$	Tensão de referência
$V_{S_{rms}}$	Tensão rms da rede elétrica
$V_{PV}$	Tensão de saída de uma célula fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	15
1.1 FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA .....	16
1.1.1 Biomassa .....	17
1.1.2 Eólica.....	20
1.1.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas .....	21
1.1.4 Energia Solar Fotovoltaica .....	24
1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	25
1.2.1 Expansão dos Sistemas Fotovoltaicos no Mundo.....	30
1.3 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA.....	31
1.4 MOTIVAÇÃO .....	33
1.5 OBJETIVOS.....	33
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	34
1.7 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTA PESQUISA .....	35
<b>2 MODELO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO</b> .....	36
2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	37
2.2 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	38
2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO .....	41
2.3.1 Modelo a um diodo.....	41
2.3.2 Modelo a dois diodos.....	42
2.4 MODELO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	43
2.4.1 CurvaI-V .....	43

2.4.2 Efeito das resistências $R_s$ e $R_{sh}$ sobre as curvas características .....	46
2.4.3 Efeito da temperatura sobre a curva característica .....	48
2.4.4 Efeito da irradiação solar sobre a curva característica .....	50
2.4.5 Modelo fotovoltaico aplicado ao Psim.....	52
<b>3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MONOFÁSICOS.....</b>	<b>54</b>
3.1 INTRODUÇÃO .....	54
3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS.....	55
3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA.....	57
3.4 RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	64
<b>4 SISTEMA FOTOVOLTAICO COMPACTO CONECTADO À REDE ELÉTRICA, COM RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA E INJEÇÃO DE CORRENTE QUASE-SENOIDAL .....</b>	<b>75</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	76
4.2 SISTEMA ABORDADO .....	79
4.2.1 Processamento de Energia: Dois Estágios .....	79
4.2.2 Modelagem do Sistema.....	82
4.3 SISTEMA DE CONTROLE.....	84
4.3.1 Malha de realimentação da corrente.....	86
4.3.2 Malha de realimentação da tensão .....	88
4.3.3 Filtro de alimentação direta (ação <i>feedforward</i> ).....	90
4.4 DIMENSIONAMENTO DO INDUTOR.....	92
4.5 CONFIGURAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO .....	93
4.6 CIRCUITO INTEGRADO UC3854 .....	94



4.7 PROCESSAMENTO DE ENERGIA: ÚNICO ESTÁGIO .....	97
<b>5 VALIDAÇÃO COMPUTACIONAL DO SISTEMA ESTUDADO .....</b>	<b>100</b>
5.1 ANÁLISE POR SIMULAÇÃO EMPREGANDO BLOCOS QUASE-IDEAIS – UM ESTÁGIO.....	101
5.2 ANÁLISE POR SIMULAÇÃO EMPREGANDO BLOCOS QUASE-IDEAIS – DOIS ESTÁGIOS.....	108
5.3 SISTEMA COM DOIS ESTÁGIOS DE PROCESSAMENTO UTILIZANDO O CIRCUITO INTEGRADO UC3854.....	113
5.4 SISTEMA COM ÚNICO ESTÁGIO DE PROCESSAMENTO UTILIZANDO O CIRCUITO INTEGRADO UC3854.....	121
<b>6 CONSLUSÕES &amp; TRABALHO FUTUROS.....</b>	<b>130</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>135</b>
<b>APÊNDICE A PROJETO FÍSICO DO INDUTOR .....</b>	<b>143</b>
<b>APÊNDICE B PROJETOS DOS COMPONENTES EXTERNOS DO UC3854...146</b>	<b>146</b>

# Capítulo 1

## Introdução

A energia pode ser considerada um dos principais constituintes da sociedade moderna uma vez que ela é necessária para se criar bens a partir dos recursos naturais e para fornecer muitos dos serviços dos quais a população se beneficia. O crescimento econômico acelerado e os altos padrões de vida são processos complexos que compartilham um denominador comum: a disponibilidade de um fornecimento adequado e confiável de energia.

Nesse contexto, as economias que se posicionarem de forma planejada quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e baixo impacto ambiental obterão importantes vantagens competitivas. Assim, essa questão se apresenta para o Brasil como um desafio e uma oportunidade. Desafio, porque o desenvolvimento econômico e social demandará uma expressiva quantidade de energia e com isso um alto grau de segurança e de sustentabilidade energéticas. Oportunidade, porque o Brasil dispõe de condições especialíssimas de recursos energéticos renováveis e de tecnologia para transformar suas riquezas naturais em energia e dessa forma agregar valor à sua produção de riqueza. Entretanto, para enfrentar esse desafio e aproveitar essa oportunidade, é necessário que o governo viabilize recursos para investimentos em desenvolvimento de novas fontes de energia, visando reduzir a dependência por combustíveis fósseis e, conseqüentemente, diversificar a matriz energética brasileira.

Na década de 80, apenas duas fontes de energia, petróleo e lenha, respondiam por

78% do consumo, enquanto em 2000 três fontes correspondiam a 74% do consumo: além de petróleo e lenha, a energia hidráulica. Estudos recentes projetam para 2030 uma situação em que quatro fontes serão necessárias para satisfazer 77% do consumo: além de petróleo e energia hidráulica, cana-de-açúcar e gás natural – com redução considerável da utilização de lenha e carvão vegetal (Tolmasquim et al., 2007). Dentro dessa linha, destaca-se ainda a tendência de aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira.

O crescente aumento do uso de fontes alternativas de energia no Brasil ocorreu após a realização da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, a Rio 92. Desse evento, surgiram diversos acordos, protocolos e convenções, sendo que o mais importante foi a Agenda 21. Este projeto estabelecia que os países deveriam investir em estudos sobre novas fontes de energia renováveis e combustíveis alternativos. Após este evento foram implantados no Brasil mais de 250 kW de sistemas de energia solar fotovoltaica e 2,3 MW de sistemas eólicos até o ano de 2000 (Rodrigues, 2004).

A tendência de utilização de fontes alternativas não é uma particularidade brasileira. O aumento do consumo energético mundial, a crescente preocupação com as mudanças climáticas, em especial o aquecimento do planeta, e a possibilidade do esgotamento das reservas de combustíveis fósseis, tem impulsionado o interesse por parte dos governos e das empresas, no uso e produção de fontes alternativas de energia.

## 1.1 Fontes Alternativas de Energia

As fontes alternativas de energia podem ser entendidas como aquelas que representam fontes de geração de energia fora do uso cotidiano, distinguindo-se das fontes tradicionais, consagradas e amplamente utilizadas nas matrizes energéticas mundiais, tais como os combustíveis fósseis – carvão e derivados de petróleo – ou ainda as grandes centrais hidrelétricas (Moreira, 2007). São caracterizadas por possuírem uma tecnologia ainda embrionária, seja por desinteresse econômico, causada pela baixa capacidade energética, ou pelo alto custo.

Neste tópico serão abordados aspectos gerais sobre as principais fontes alternativas

de energia, tais como: biomassa, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e solar. Como o alvo principal deste trabalho é o aproveitamento solar fotovoltaico, detalhes sobre o aproveitamento desse tipo de energia, sua utilização ao redor do mundo e os incentivos regulatórios adotados pelos principais países serão apresentados no item 1.2.

### 1.1.1 Biomassa

Energia de biomassa é a energia derivada de matéria viva como os grãos (milho, trigo), as árvores e as plantas aquáticas. Esta matéria viva também é encontrada nos resíduos agrícolas e florestais (incluindo os restos de colheita e os estrumes) e nos resíduos sólidos municipais. A biomassa pode ser utilizada como combustível em três formas: combustível sólidos como as lascas de madeira; combustível líquido produzidos a partir da ação química ou biológica sobre a biomassa sólida e/ou da conversão de açúcares vegetais em etanol ou metanol; e combustível gasosos produzidos por meio do processamento com alta temperatura e alta pressão (Hinrichs e Kleinbach, 2004).

Quando manejada adequadamente a biomassa pode ser considerada uma fonte de energia renovável apresentando vantagens inexistentes em qualquer outro combustível fóssil. Como não emite óxidos de nitrogênio e enxofre, e o CO<sub>2</sub> lançado na atmosfera durante a queima é absorvido na fotossíntese, apresenta balanço zero de emissões. Tais características fazem com que a biomassa venha tomando espaços anteriormente ocupados pelo petróleo e o carvão mineral.

A biomassa pode ser utilizada em diversos campos da economia, como por exemplo, na geração de eletricidade, na produção de combustíveis utilizados em automóveis e na produção de produtos químicos utilizados na composição de plásticos, tecidos, fibras sintéticas, etc., geralmente fabricados a partir de derivados do petróleo.

O uso de biomassa para a produção de energia elétrica se apresenta mais promissor com os resíduos da cana-de-açúcar, a biomassa florestal e, mais recentemente, com aproveitamento de resíduos sólidos urbanos.

Os gases provenientes dos resíduos sólidos urbanos (lixo) podem ser utilizados na geração de energia elétrica através do emprego de microturbinas a combustão que operam em altas velocidades de rotação (de 50 mil a 120 mil rpm). Com esse tipo de tecnologia é

possível a geração de eletricidade com baixos níveis de emissão de poluentes, especialmente o óxido de nitrogênio.

No Brasil destaca-se a utilização do bagaço de cana (resíduo sólido proveniente da moagem ou difusão da cana-de-açúcar, após a extração da sacarose) como combustível para a geração de energia nas usinas de produção de açúcar e álcool. Essas indústrias, que têm produção sazonal, utilizam vapor na produção e, simultaneamente, na geração de eletricidade para atender suas necessidades próprias e em casos específicos gerar excedentes durante a safra.

A energia elétrica pode ainda ser obtida a partir da gaseificação da madeira proveniente de plantações de espécies vegetais de curta duração em conjunto com a tecnologia de turbina a gás.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2009, a produção de energia através de Biomassa subiu de 18.104 GWh em 2007 para 20.022 GWh em 2008, um aumento significativo de 10,6%. Entretanto sua participação na oferta de energia elétrica no Brasil em 2008 foi de apenas 4,0%, como pode ser observado na Tabela 1. 1 (Resenha Energética - MME, 2009). Deve-se ressaltar que a capacidade de biomassa ofertada inclui 559 GWh de eólica em 2007 e 557 GWh em 2008.

**Tabela 1. 1 - Matriz de Oferta de Energia Elétrica**

Especificação	GWh		08/07 %	Estrutura (%)	
	2007	2008		2007	2008
Hidro	374.015	365.062	-2,4	77,4	73,2
Nuclear	12.350	13.969	13,1	2,6	2,8
Gás Natural	15.497	29.596	91,0	3,2	5,9
Carvão Mineral	6.792	8.179	20,4	1,4	1,6
Derivados de Petróleo	13.333	15.577	16,8	2,8	3,1
Biomassa	18.104	20.022	10,6	3,7	4,0
Gás Natural	4.492	4.376	-2,6	0,9	0,9
Importação	38.832	42.060	8,3	8,0	8,4
<b>Total</b>	<b>483.415</b>	<b>498.842</b>	<b>3,2</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Apesar da produção de energia a partir de biomassa ser em uma escala ainda reduzida (apenas 4% da oferta total), em 2008 o Brasil deu um grande passo visando incentivar o uso dessa fonte de energia quando realizou o primeiro leilão de biomassa. De acordo com o Banco de Informações de Geração da Aneel, em novembro de 2008 existiam 302 termelétricas movidas à biomassa no país, que correspondem a um total de 5,7 mil MW instalados. Do total de usinas relacionadas, 13 são abastecidas por licor negro (resíduo da celulose) com potência total de 944 MW; 27 por madeira (232 MW); três por biogás (45MW); quatro por casca de arroz (21 MW) e 252 por bagaço de cana (4 mil MW) (Atlas da Energia Elétrica no Brasil, 2008).

Além disso, a evolução da regulamentação, da legislação e dos programas oficiais tem estimulado novos empreendimentos. No ano de 2008, novas condições de acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foram definidas pela Aneel, abrindo espaço para a conexão das termelétricas localizadas em usinas de açúcar e álcool mais distantes dos centros de consumo como, por exemplo, em Mato Grosso. Outro dado interessante é que dos 163 empreendimentos termelétricos outorgados pela Aneel em 2008, 55 serão movidos a biomassa, sendo que quase a metade (30) a cana-de-açúcar. As demais termelétricas serão abastecidas por madeira, carvão vegetal, licor negro, casca de arroz e biogás. Seguindo essa linha o governo prevê que, até 2012, mais 86 unidades sejam construídas, o que demandará um investimento de US\$ 17 bilhões.

Estimativas feitas pela União da Indústria de Cana-de-Açúcar de São Paulo (Unica) indicam que em 2020 a eletricidade produzida pelo setor poderá representar 15% da matriz energética brasileira, com a produção de 14.400 MW médios. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o maior potencial de produção de eletricidade encontra-se na região Sudeste, particularmente no Estado de São Paulo, e é estimado em 609,4 milhões de gigajoules (GJ) por ano. Na seqüência estão o Paraná (65,4 milhões de GJ anuais) e Minas Gerais (63,2 milhões de GJ anuais) (Plano Nacional de Energia 2030, 2008).

Em suma, pode-se concluir que as características favoráveis do país como a alta incidência de radiação solar, as boas condições climáticas, a localização privilegiada, extenso território com a maioria das terras agricultáveis, indústria agropecuária madura, e outros, ainda não refletem no aproveitamento do potencial energético da biomassa, especialmente no que tange a geração de energia elétrica. O baixo aproveitamento desse potencial não pode ser justificado pela falta de competitividade das tecnologias ou pelas condições de

produção e oferta das diversas fontes de biomassa disponíveis no país. O principal entrave desse tipo de tecnologia, bem como de quase todas as fontes de energia alternativas, ainda é o custo de produção. Contudo, a evolução tecnológica vem reduzindo os custos de investimento, aumentando a eficiência e conseqüentemente a competitividade e o potencial de aproveitamento energético da biomassa. Dentro desse contexto, vale ressaltar que o Brasil dispõe da capacitação nacional, tanto tecnológica quanto industrial, no que diz respeito às tecnologias de conversão termoquímica da biomassa para a geração de energia elétrica. Entretanto, um maior esforço por parte do governo deve ser feito buscando estimular os investimentos no aproveitamento da biomassa energética.

### 1.1.2 Eólica

A energia eólica é caracterizada pela energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou seja, os ventos. Seu aproveitamento ocorre através da conversão de energia cinética de translação em energia cinética de rotação, por meio de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água ou moagem de grãos, ou aerogeradores (turbinas eólicas) para a geração de energia elétrica. As primeiras tentativas de geração de eletricidade através da energia dos ventos data do final no século XIX. Entretanto, o desenvolvimento e a aplicação desses equipamentos em escala comercial se deram após a crise internacional do petróleo em 1970. A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica foi instalada em 1976, na Dinamarca (Atlas de Energia Elétrica, 2002).

Como características favoráveis desse tipo de sistemas pode-se citar: (i) renovabilidade, (ii) perenidade, (iii) grande disponibilidade, e (iv) custo zero para obtenção de suprimentos. A principal desvantagem é o custo que, embora decrescente, ainda é elevado na comparação com outras fontes. Como exemplo, em 2008, no Brasil, considerando-se também os imposto embutidos, o custo proveniente dessa fonte de energia era cerca de R\$230,00 por MWh, enquanto que o custo da energia hidrelétrica estava em torno dos R\$100,00 por MWh (Atlas de Energia Elétrica, 2008). Esses custos estão associados à instalação e ao tipo de tecnologia empregada, sendo, por isso, muitas variáveis em função das fundações, acessos, transporte, ligação à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo de gerador, sistema de controle e outros.

### 1.1.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas

São consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCH, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>. A área do reservatório é delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

As usinas com potência instalada de até 1.000 kW são denominadas de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e necessitam apenas de um simples registro na Agência Nacional de Energia Elétrica para operar. Já as PCHs dependem de autorização do órgão regulamentador (Aneel). As hidrelétricas com potência superior a 30.000 kW estão fora dos padrões de PCH e só podem ser construídas mediante outorga de concessão dada aos agentes interessados, em processo de licitação pública (Guia do Empreendedor de PCH, 2003).

O porte da usina também determina as dimensões da rede de transmissão que será necessária para levar a energia até o centro de consumo. Quanto maior a usina, mais distante ela tende a estar dos grandes centros. Assim, exige a construção de grandes linhas de transmissão em tensões alta e extra-alta (de 230 kV à 750 kV) que, muitas vezes, atravessam o território de vários Estados brasileiros. Diferentemente, as PCHs e as CGHs, em geral, abastecem centros consumidores e não necessitam de instalações tão sofisticadas para operarem.

Dentro deste contexto, as Pequenas Centrais Hidrelétricas são consideradas uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, buscando suprir a crescente demanda do mercado nacional. Estes empreendimentos possibilitam atender às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, uma vez que, na maior parte dos casos, funcionam de forma complementar ao fornecimento realizado pelo sistema interligado.

Visando melhorar a atratividade econômica e fomentar a implantação de centrais hidrelétricas de pequeno porte nas proximidades dos centros de carga e em áreas periféricas ao sistema de transmissão o Governo adotou uma série incentivos que abrangem:

- autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico (Lei nº 9.074, de 7 julho de 1995, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
- descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de



transmissão e distribuição (Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; Resolução Aneel nº 281, de 10 de outubro de 1999; e Resolução Aneel nº 219, de 23 de abril de 2003);

- livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW (Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002);
- livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, situados em sistema elétrico isolado, cuja carga seja igual ou superior a 50 KW (Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002);
- comercialização das energia geradas pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas com concessionárias de serviço público tendo como teto tarifário o valor normativo estabelecido conforme a Resolução Aneel nº 248, de 06 de maio de 2002;
- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica instituído com objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em PCH, fontes eólicas e biomassa, mediante procedimentos estabelecidos nas Leis 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003, e Decreto 4.541, de 23 de dezembro de 2002.

Todos esses incentivos têm como objetivo principal a busca de novas fontes de energia elétrica, em escala competitiva com aquelas tradicionalmente utilizadas. Entretanto, no Brasil a utilização dessas formas de geração de eletricidade ainda é incipiente, apesar dos vários pontos fortes para sua implementação.

O impacto ambiental de uma Pequena Central Hidrelétrica é distribuído, distintamente dos grandes empreendimentos, onde há uma concentração de impactos ambientais. Uma potência equivalente de PCH corresponde a vários pequenos empreendimentos, que estão distribuídos em diferentes locais e bacias hidrográficas, cujo somatório de área de reservatório será menor.

As características desse tipo de usina permitem sua expansão em quase todas as

regiões do Brasil, possibilitando uma geração distribuída próxima a diferentes centros de consumo, proporcionando complementaridade e estabilidade ao sistema elétrico e diminuição de perdas. Além disso, a implementação de novas PCHs pode atuar como um vetor de desenvolvimento sócio-econômico, gerando postos de trabalhos e desenvolvimento para a comunidade na qual está inserida.

Outros fatores, de destaque para implementação de uma PCH são o crescimento estimado da demanda de energia elétrica no Brasil em torno de 5% a.a. para os próximos anos, uma oferta atualmente deficiente para atendimento desta demanda, a possibilidade de empresas disponíveis para alianças estratégicas, o aumento da consciência ambiental e a interligação no médio prazo de todo o sistema elétrico brasileiro, constituindo um mercado nacional amplo, e conseqüentemente, aumentando as possibilidades dos negócios de compra e venda de energia elétrica (Pontes, et. al., 2009).

No Brasil, de acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG) da Aneel, em novembro de 2008, existiam em operação 320 PCHs (2,4 mil MW de potência instalada). Em 2008, as usinas hidrelétricas, independentemente de sua capacidade, respondiam por 75,68% da potência total instalada no país, de 102,262 mil MW, como mostra a Tabela 1. 2 (Atlas de Energia Elétrica, 2008).

**Tabela 1. 2 - Empreendimentos em operação em novembro de 2008**

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência outorgada (kW)</b>	<b>Potência fiscalizada (kW)</b>	<b>%</b>
CGH	227	120.009	146.922	0,11
EOL	17	272.650	209.150	0,26
PCH	320	2.399.598	2.381.419	2,29
SOL	1	20	20	0
UHE	159	74.632.627	74.851.831	71,20
UTE	1.042	25.383.920	22.585.522	24,22
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,92
<b>Total</b>	<b>1.768</b>	<b>104.815.824</b>	<b>102.261.864</b>	<b>100,0</b>

Atualmente, existem aproximadamente 64 PCHs em construção, com uma potência total outorgada de 1,06 GW e mais 153 empreendimentos que possuem outorga para

iniciarem a construção, o que representará mais 2,26 GW de potência no sistema elétrico nacional.

### 1.1.4 Energia Solar Fotovoltaica

Na segunda metade do século XX começaram a surgir alguns materiais para a conversão fotovoltaica da energia solar, um processo já conhecido anteriormente, mas que até então era inviável tecnologicamente (Silva, 2003).

A conversão fotovoltaica consiste em um mecanismo para se converter diretamente a energia solar em energia elétrica. Esta conversão, realizada pelos painéis fotovoltaicos, é silenciosa e não requer elementos mecânicos móveis.

Os painéis fotovoltaicos são formados por um arranjo de células fotovoltaicas semicondutoras, que através do efeito fotovoltaico, convertem a energia irradiada pelo Sol em energia elétrica.

A incidência de fótons sobre a junção p-n das células fotovoltaicas provê energia para que os elétrons das camadas mais externas libertem-se e na existência de um circuito fechado circulem.

Dentre as diversas tecnologias de semicondutores utilizados para a produção de células solares fotovoltaicas destacam-se, por ordem decrescente de maturidade e utilização a silício cristalino (c-Si), a silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou simplesmente a-Si), a telureto de cádmio (CdTe) e as compostas por dissulfeto de cobre e índio (CuInSe<sub>2</sub> ou CIS).

O silício cristalino é a tecnologia mais utilizada atualmente e é a única que faz uso de lâminas cristalinas. As demais utilizam filmes delgados de semicondutor.

As células fotovoltaicas de silício cristalino possuem tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V e tensão de máxima potência por volta de 0,5 V. Como são raros os equipamentos que funcionam nesta faixa de tensões, as células são conectadas em série a fim de se obter tensões mais adequadas. Além disso, as células são mecanicamente frágeis, necessitando de um suporte físico que as sustente e forneça a proteção necessária, o módulo fotovoltaico (Prieb, 2002). Mais do que oferecer proteção contra intempéries (principalmente umidade), os módulos fotovoltaicos possibilitam um caminho ótico para a

luz que chega até as células fotovoltaicas. A maioria dos módulos conta ainda com um moldura metálica que proporciona a necessária rigidez mecânica ao conjunto e facilita a fixação do módulo.

O tempo previsto de vida útil dos módulos fotovoltaicos é de pelo menos 20 anos.

Para alcançar níveis de tensão e corrente adequados para aplicações comerciais os módulos fotovoltaicos são associados em série e/ou paralelo formando os sistemas fotovoltaicos. Esses sistemas podem ser classificados em isolados e conectados à rede.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são instalados para fornecer energia ao consumidor, que pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade de energia demandada, caso haja algum aumento do consumo de energia em sua residência ou estabelecimento comercial. O consumidor pode também vender a energia gerada pelo sistema para a concessionária, caso tenha-se excedente de energia.

Já nos sistemas isolados há a necessidade do uso de baterias acumuladoras para os períodos em que não haja geração. Esses sistemas são geralmente instalados em regiões distantes dos centros urbanos, onde o custo de implantação de um sistema de transmissão e distribuição de energia é alto.

Segundo estimativas do PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – para propostas de projetos de sistemas fotovoltaicos, sistemas isolados são normalmente viáveis técnica e economicamente em projetos onde a distância da rede elétrica mais próxima seja igual ou superior a 5 km (Silva, 2003).

## 1.2 Sistemas Fotovoltaicos

O Brasil possui um grande desafio nas próximas décadas que é atender aos crescentes requisitos de serviços de energia e, ao mesmo tempo, satisfazer critérios de economia, segurança de suprimento, garantia de acesso a toda a população e sustentabilidade ambiental.

As crescentes pressões ambientais sobre a exploração do potencial hidráulico localizado na região amazônica e o distanciamento, cada vez mais constante, entre os recursos energéticos e os centros de cargas são alguns dos elementos que estão

impulsionando a busca por novas soluções energéticas. Para satisfazer esses critérios, significativos esforços de políticas públicas para inserção de novas tecnologias, programas de pesquisa e desenvolvimento e a elaboração de um novo marco regulatório para fontes alternativas de energia deverão ser iniciados imediatamente para que seja possível atender à demanda de energia nos próximos anos.

Dentro deste contexto, uma das soluções que está sendo adotada em diversos países é o uso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, aqui referenciados por SFCR. Apesar de ainda ser uma solução cara frente às outras fontes de energia, é a tecnologia que apresenta a maior taxa de crescimento e de queda nos custos. Além do ganho de escala e efeitos de aprendizado, os avanços tecnológicos e novas descobertas são bastante promissores para baratear os seus custos, tornando-a uma tecnologia financeiramente viável.

Além disso, estes sistemas apresentam como vantagens: (i) o baixo impacto ambiental; (ii) a possibilidade de serem instalados próximos aos centros de carga, aliviando as linhas de transmissão; (iii) a ausência de partes no sistemas de geração, o que facilita e simplifica a manutenção; (iv) a modularidade do sistema, o que permite a expansão da potência instalada e (v) a não-emissão de gás carbônico ou outros gases poluentes nocivos ao meio ambiente.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são ainda incipientes e de caráter experimental. De acordo com Fraidenraich (2002), Winrock International – Brazil (2002) e Zilles (2004), as principais aplicações da tecnologia solar fotovoltaica no país são relativas à telecomunicação, à eletrificação rural, aos serviços públicos e ao bombeamento de água.

Alguns estudos estimam que a potência instalada de sistemas fotovoltaicos autônomos no Brasil seja cerca de 20 MW apenas, dos quais 70% estão localizados nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (Zilles, 2008). Já os sistemas conectados à rede totalizam 0,153 MWp (Varella, 2009). A única usina fotovoltaica que consta no Banco de Informações de Geração (BIG), da Aneel, está localizada em Araras, no município de Nova Mamoré, no Estado de Rondônia, com potência instalada de 20 kW.

No entanto, o Brasil possui um grande potencial de irradiação solar, maior do que duas vezes o potencial da Alemanha, atualmente o país com maior capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, como mostra a Tabela 1. 3.

**Tabela 1. 3 - Capacidade instalada de sistemas PVs e potencial solar na Alemanha, Espanha e Brasil.**

	Alemanha	Espanha	Brasil
Capacidade Instalada (MW)	3.800	451	0,152
Potencial (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	900	1800	1950

Enquanto no mundo a potência instalada total de sistemas fotovoltaicos era de aproximadamente 8 GW em 2007, no Brasil é de aproximadamente 20 MW. Vale salientar que esse valor equivale somente aos sistemas fotovoltaicos autônomos, pois no país ainda não existem sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em utilização comercial, mas apenas experimental. No Brasil estima-se que existam atualmente 29 SFCR em fase experimental, o que equivale a um total aproximado de 153 kW (Varella, 2009).

A experiência nacional evidencia que o Brasil vem tentando introduzir ao longo dos últimos anos o uso de fontes de energia alternativa através de programas de incentivos. Com relação aos sistemas fotovoltaicos, o programa de maior magnitude lançado pelo governo foi o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios). Contudo, todas as ações foram voltadas para os sistemas autônomos e nenhuma aos SFCR.

Infelizmente, o que foi feito até o presente momento não foi suficiente para garantir o desenvolvimento do mercado de sistemas fotovoltaicos. Embora se possa afirmar que uma gama de equipamentos para aplicação em sistemas fotovoltaicos esteja isenta de impostos como o ICMS e o IPI, tal condição, por si só, não foi capaz de estimular o uso de tais sistemas. Outro fato que merece destaque é a não inserção da utilização da energia solar fotovoltaica como opção de atendimento à demanda no Plano Nacional de Energia 2030, indo na contramão da tendência mundial (Plano Nacional de Energia 2030).

Uma das principais barreiras comumente apontada para o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaicos é o custo. Entretanto, os preços dos painéis solares estão decaindo de forma exponencial como mostra a Figura 1. 1 (Atlas Energia Elétrica no Brasil, 2008).

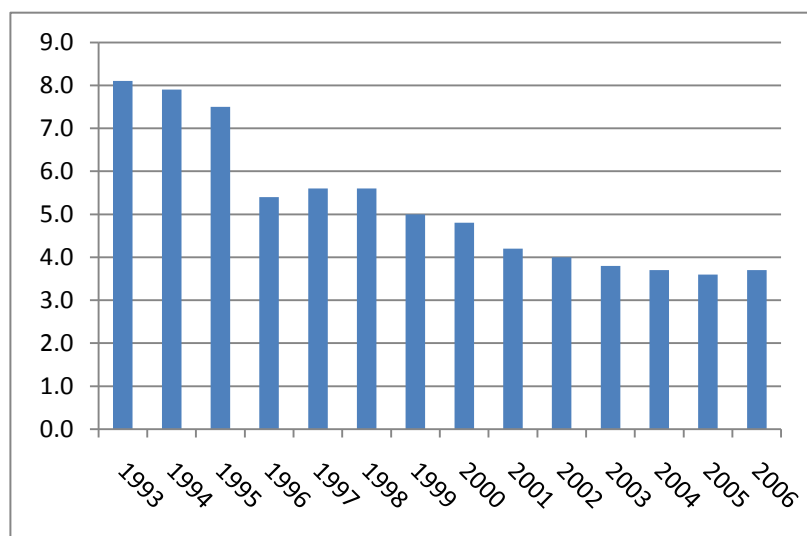


Figura 1. 1 - Preço dos painéis fotovoltaicos no Japão (em US\$/W).

Não é coincidência, portanto, que os sistemas fotovoltaicos, em especial os conectados à rede, apresentem a maior taxa de crescimento anual em relação às energias renováveis, como pode ser observado na Figura 1. 2 (Atlas Energia Elétrica no Brasil, 2008).

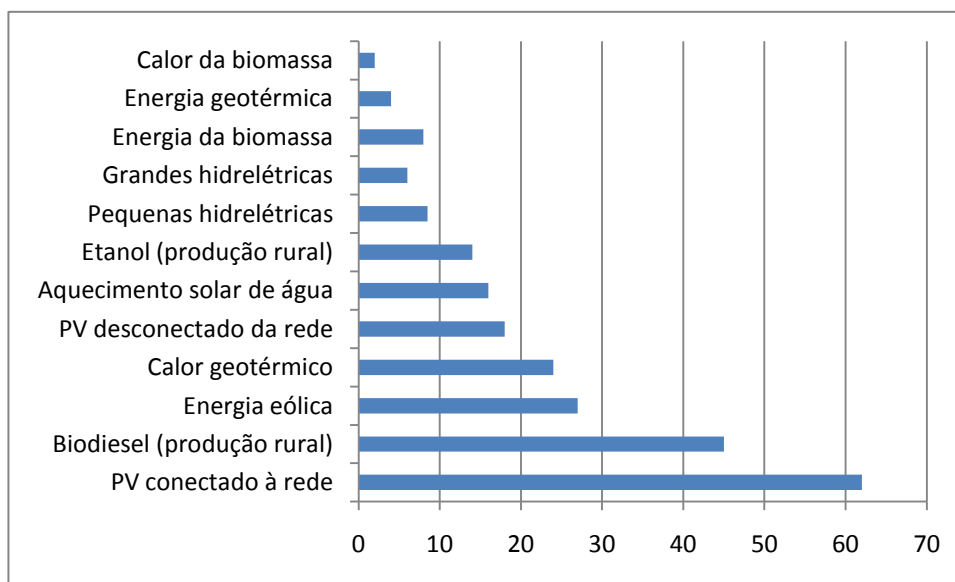


Figura 1. 2 - Taxas médias de crescimento anual da capacidade de energia renovável (%).

Entretanto, as maiores barreiras existentes no Brasil para o desenvolvimento desse mercado consiste na falta de uma política pública específica para os sistemas fotovoltaicos, na ausência de uma legislação em vigor e em garantias de sustentabilidade de longo prazo (instalação e operação). Esses são ingredientes importantes de transformação de mercado,

uma vez que estabelece, aos investidores e consumidores, condições e regras de médio e longo prazo para o estabelecimento do mercado, desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos e serviços e fortalecimento da pesquisa, desenvolvimento e inovação.

No ano de 2008, duas importantes iniciativas foram tomadas no âmbito federal, para que a energia fotovoltaica entrasse com mais força nas discussões nacionais. Criou-se, dentro do Ministério de Minas e Energia (MME), o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), que tem o objetivo de elaborar uma proposta de política pública para a utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas, como fator de otimização de gestão da demanda de energia e de promoção ambiental do país, em curto, médio e longo prazo.

A segunda iniciativa partiu do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), que encomendou ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) um estudo propositivo de recomendações para subsidiar a formulação e implantação de políticas de incentivo à inovação tecnológica e à participação industrial do Brasil no mercado de silício de grau solar e de energia solar fotovoltaica a partir de opiniões de especialista sobre a importância socioeconômica do tema no horizonte dos próximos 15 anos.

Os dois grupos, o GT-GDSF e o CGEE, já estão com seus estudos praticamente concluídos, o que gera grandes expectativas em torno das medidas que poderão ser tomadas pelo governo. Elas representam uma oportunidade única ao país de se introduzir o uso da energia fotovoltaica de uma maneira ainda não vivenciada, pois somente através de uma política pública de longo prazo, coordenada, sistemática e contínua durante um determinado período de tempo será possível alcançar níveis satisfatórios de expansão dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, as ações deverão ser acompanhadas de investimentos programados e metas físicas integradas ao planejamento do setor elétrico e consequentemente à política energética nacional.

Entretanto, deve-se ressaltar que o Brasil somente se tornará um mercado potencial desse tipo de tecnologia, quando o governo e a sociedade reconhecerem a tendência crescente do uso dos SFCR no mundo; o significativo potencial energético solar brasileiro, a necessidade de incentivos regulatórios para tornar a energia fotovoltaica competitiva; a necessidade de se reduzir a dependência por fontes fósseis, a importância de se diversificar a matriz energética brasileira e por fim, a importância do desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos e serviços, com o intuito de reduzir a importação no setor.



Buscando demonstrar que através de políticas de incentivos adequadas é possível tornar o Brasil um mercado potencial de energia solar fotovoltaica, será apresentado no item 1.2.1 um breve estudo sobre o crescimento da utilização de sistemas fotovoltaicos no mundo, sobretudo, na Alemanha.

### 1.2.1 Expansão dos Sistemas Fotovoltaicos no Mundo

Na década de 90 foi vivenciado um grande crescimento da aplicação de sistemas fotovoltaicos no mundo. A capacidade instalada saltou de 110 MWp em 1993 para 7.841 MWp em 2007, conforme estudo do *Photovoltaic Power Systems Programme*, da IEA. Apesar do significativo aumento, a participação da energia solar ainda é pouco expressiva na matriz energética mundial. Para se ter uma idéia, ela corresponde a pouco mais de 50% da capacidade instalada da usina hidrelétrica de Itaipu, de 14 mil MW.

Assim como ocorreu no segmento de Energia Eólica, a Alemanha é a maior produtora de energia solar com 49,3% da potência total instalada. Sendo que, juntos, Alemanha, Japão, Estados Unidos e Espanha concentraram, em 2007, 92,8% da capacidade mundial, como mostra a Tabela 1. 4 (IEA, 2008). Todos esses países com programas fortes de diversificação e simultânea “limpeza” da matriz energética local.

**Tabela 1. 4 - Maiores potências instaladas em células fotovoltaicas.**

	<b>País</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>% em relação ao total</b>
1°	Alemanha	3.862,0	49,3
2°	Japão	1.918,9	24,5
3°	Estados Unidos	830,5	10,6
4°	Espanha	655,0	8,4
5°	Itália	120,2	1,5
	Outros países	454,4	5,7
	<b>Total</b>	<b>7.841,0</b>	<b>100</b>

Entretanto, infelizmente, estes países constituem uma exceção. No geral, os projetos já implementados para produção de eletricidade a partir da energia solar ainda são restritos e destinados a abastecer localidades isoladas, embora, nos projetos de expansão da

fonte, este quadro esteja se alterando. Um exemplo disso é a Central Solar Fotovoltaica de Serpa, situada no Alentejo, em Portugal. Em 2007, era a maior unidade do gênero do mundo, com capacidade instalada de 11 MW, suficiente para abastecer cerca de oito mil habitações. Outros exemplos são os projetos do governo australiano, que pretende construir uma central de 154 MW e do governo dos Estados Unidos, que deverá instalar no deserto de Mojave, na Califórnia, uma usina solar com potência de 500 MW (Atlas Energia Elétrica no Brasil, 2008).

O grande responsável pela expansão dos sistemas fotovoltaicos no mundo é a queda abrupta dos custos, que em 2006 eram oito vezes menores quando comparados com 1975. Passaram de US\$30/W<sub>p</sub> para US\$ 3,75/W<sub>p</sub> (IEA, 2007).

A tendência de queda dos custos tornará a energia gerada pelos SFCR competitiva em relação às tarifas dos sistemas convencionais de geração de eletricidade. De acordo com a Plataforma Tecnológica Fotovoltaica Européia (European Union, 2007), a energia gerada através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede deverá se tornar competitiva na Europa com a tarifa praticada para o consumidor (paridade com a rede) entre 2010 e 2020, e com os custos médios de geração depois de 2030.

Existem também os sistemas fotovoltaicos não conectados ou remotos, entretanto, esses correspondem a apenas 6% do total instalado no mundo. Suas aplicações variam de acordo com cada mercado. Por exemplo, na Austrália, Canadá e México a aplicação mais comum são os sistemas de eletrificação rural e em todos estes mercados a aplicação em telecomunicações é a mais importante. Devido à sua crescente queda dentro da composição da matriz mundial e por não ser tema desse estudo, não será realizada uma análise detalhada sobre estes sistemas.

### 1.3 Identificação do Problema

Atualmente, em um mundo de interdependência crescente, a energia vem ocupando um lugar de destaque nas discussões internacionais, tanto em nível econômico como político. Buscando encontrar respostas a este desafio, pesquisadores nacionais e internacionais estão pesquisando novas estratégias para diversificar a matriz energética dos seus países e atingir uma produção mais sustentável.

Dentro deste contexto, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) surgem como uma solução que vem sendo adotada em diversas partes do mundo, sobretudo nos países desenvolvidos.

Estes sistemas apresentam como vantagens: (i) o baixo impacto ambiental; (ii) a possibilidade de serem instalados próximos dos centros consumidores, aliviando o sistema de transmissão; (iii) a ausência de partes móveis no sistema de geração, o que simplifica e reduz a manutenção; (iv) a modularidade do sistema, o que permite a expansão da potência instalada e (v) a não-emissão de gás carbônico ou outros gases poluentes nocivos ao meio ambiente.

Entretanto, para que a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos possa ser injetada na rede elétrica é necessário um sistema de processamento da energia, uma vez que os painéis fotovoltaicos, quando expostos à luz, geram tensões e correntes CC em seus terminais. Para condicionar a energia gerada, conversores estáticos de potência devem ser utilizados como interface entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica.

Além de garantir uma corrente de saída com baixa distorção harmônica e em fase com a tensão da rede, o sistema de processamento de energia deve ser capaz de rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) de um arranjo fotovoltaico, fazendo com que toda a energia disponível seja utilizada.

Como, naturalmente, as células fotovoltaicas apresentam baixa eficiência (silício cristalino 24,7%), que se reduz para aproximadamente 16% quando montadas em um módulo (Green et al., 2000), é de grande importância obter o máximo de energia. Qualquer perda adicional reduzirá ainda mais a eficiência global do sistema.

Buscando encontrar um sistema de processamento de energia com reduzidas perdas e capaz de maximizar a eficiência de todo o conjunto, diversas configurações e topologias possíveis de conversores estáticos aplicados a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica têm sido publicadas nos últimos anos (Kjaer et al., 2005), (Rodrigues et al., 2006) e (Quan et al., 2008).

Entretanto, a maioria das soluções concebidas para realizar as tarefas de um sistema fotovoltaico comum (MPPT, Correção do Fator de Potência – PFC – e Inversor de corrente) emprega dois ou mais estágios de conversão, o que pode implicar em maior custo e menor eficiência. Neste sentido, o presente estudo busca mostrar que todas essas funções podem ser integradas em um único estágio de potência, proporcionando um sistema

compacto, de baixo custo e alta eficiência.

## 1.4 Motivação

A principal motivação desse trabalho é o desenvolvimento de um Conversor CC-CA de elevado rendimento capaz de garantir a operação do sistema fotovoltaico no ponto de máxima potência do arranjo PV para diferentes valores de radiação solar, injetando na rede uma corrente com baixa distorção harmônica e com fator de potência próximo ao unitário.

A lógica de controle da topologia proposta é baseada na técnica de controle por corrente média, que pode ser implementada por um circuito integrado de baixo custo, como por exemplo, o UC3854. Esta técnica tem sido utilizada, principalmente, na área de correção ativa de fator de potência (Dixon, 1988). Nestes sistemas, a corrente de entrada precisa ser proporcional à forma de onda da tensão da rede para que se tenha baixa distorção harmônica, e conseqüentemente, alto fator de potência. A fim de garantir o correto funcionamento do sistema, a tensão de saída deve-se manter praticamente constante para diferentes condições de carga.

De forma análoga, no sistema fotovoltaico abordado, a tensão na saída do arranjo PV deve ser mantida aproximadamente constante no valor de  $V_{MPP}$  para que o sistema opere transferindo a máxima energia disponível. Além disso, o sistema de controle deve atuar fazendo com que a corrente de saída do estágio de processamento de energia seja proporcional a tensão da rede elétrica.

## 1.5 Objetivos

No desenvolvimento deste trabalho, que envolve um conversor CC-CA baseado no controle por corrente-média, foram selecionados os seguintes objetivos para serem estudados:

- i.* realizar um estudo sobre as principais fontes alternativas de energia existentes, com ênfase aos sistemas fotovoltaicos;
- ii.* descrever as características e o princípio de funcionamento dos painéis fotovoltaicos, mostrando suas peculiaridades quando associados em série ou paralelo, a fim de que se tenha níveis de tensão e corrente adequados;
- iii.* apresentar o estudo de um modelo matemático capaz de sintetizar as características elétricas de um painel PV de maneira precisa, incluindo respostas a variações de temperatura e radiação;
- iv.* descrever as principais estratégias empregadas no rastreamento do ponto de máxima potência;
- v.* investigar as topologias mais utilizadas atualmente para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica;
- vi.* apresentar a estratégia de controle adotada para rastrear o ponto de máxima potência e injetar na rede elétrica uma corrente com baixa distorção harmônica e elevado fator de potência;
- vii.* descrever as metodologias de projeto das malhas de realimentação de controle adotadas no Conversor CC-CA;
- viii.* avaliar o comportamento do conversor e a estratégia de controle através do programa de simulação PSIM;
- ix.* descrever as etapas de implementação da topologia estudada para a observação do seu funcionamento.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

A organização deste trabalho é feita por meio da divisão em capítulos. O Capítulo 2 apresenta as características principais dos módulos fotovoltaicos e um modelo capaz de representar de forma fiel o comportamento desses elementos frente a variações climáticas como irradiação solar e temperatura. São discutidas também as possibilidades de configurações de arranjos fotovoltaicos, os modelos matemáticos utilizados na modelagem dos módulos fotovoltaicos e suas aplicabilidades.

No Capítulo 3 é apresentado um breve estudo sobre as principais topologias de conversores estáticos aplicados à geração de energia fotovoltaica, dando ênfase aos sistemas monofásicos conectados à rede. Outro ponto abordado neste capítulo são os métodos adotados atualmente para o rastreamento do ponto de máxima dos arranjos fotovoltaicos.

A descrição e formalização da topologia com único estágio de processamento de energia aplicada a sistemas fotovoltaicos abordada neste trabalho é mostrada no Capítulo 4, onde desenvolve-se uma análise detalhada da estrutura, definindo sua formalização e apresentando sua lógica de controle. Expressões matemáticas úteis para o dimensionamento das malhas de controle e do sistema de potência, bem como para a definição do arranjo fotovoltaico a ser utilizado são desenvolvidas.

No Capítulo 5 é relatado um estudo comparativo entre quatro estruturas de conversores estáticos aplicados a sistema fotovoltaico e apresentado os resultados de simulação, adotando o modelo de arranjo fotovoltaico apresentado no Capítulo 2, que serão utilizados para validar os conceitos teóricos desenvolvidos neste trabalho.

As principais conclusões do trabalho desenvolvido e sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

## 1.7 Publicações Decorrentes desta Pesquisa

Durante o desenvolvimento deste projeto, foram publicados os trabalhos a seguir. Alguns deles foram citados no texto como referência bibliográfica.

Lacerda, V. S.; Barbosa, P. G.; Braga, H. A. C.; “A Single-Phase Single-Stage, High Power Factor Grid-Connected PV System, with Maximum Power Point Tracking” International Conference on Industrial Technology – IEEE-ICIT, Viña del Mar, Valparaíso, Chile, 2010.

Lacerda, V. S.; Braga, H. A. C.; Salomão, P.; “Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, Único Estágio, com Rastreamento do Ponto de Máxima Potência” II Programa de Incentivo a Inovação – PII, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil, 2010.

Lacerda, V. S., Abreu, R. A., Mattos, F. C., Ferreira, A. A., Barbosa, P. G., Braga,

H. A. C.; “Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, Único Estágio, com Rastreamento do Ponto de Máxima Potência”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Bonito, Brasil, 2010.

# Capítulo 2

## Modelo de um Arranjo Fotovoltaico

Atualmente, em virtude do aumento da demanda por energia elétrica e com a provável escassez de recursos naturais, se torna cada vez mais importante a busca por fontes de energia renováveis, sobretudo não poluentes.

O aproveitamento de energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje, sem sombra de dúvida, uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentarmos os desafios do novo milênio (Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2004).

A partir de painéis fotovoltaicos é possível converter a energia irradiada do Sol em energia elétrica através do Efeito Fotovoltaico, que é caracterizado pelo aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor quando expostos a incidência de luz.

Este capítulo apresenta as características principais dos módulos fotovoltaicos e um modelo matemático capaz de representar de forma fiel o comportamento desses elementos frente a variações climáticas como, irradiação solar e temperatura. O modelo apresentado além de sintetizar as curvas características de um determinado arranjo fotovoltaico, pode ser implementado em simuladores comumente utilizados na área de Eletrônica de Potência, como por exemplo, o software Psim®.

Nos itens 2.1 e 2.2 é apresentada uma revisão sobre os módulos fotovoltaicos, suas características e suas possíveis configurações. No item 2.3 é apresentado um estudo



detalhado dos modelos elétricos utilizados na modelagem dos módulos fotovoltaicos. Por fim, no item 2.4 são apresentadas algumas simulações do modelo fotovoltaico em estudo e a sua aplicabilidade.

## 2.1 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo sistema, ele é formado pela associação de células fotovoltaicas que permite obter a corrente e/ou a tensão requerida em determinada aplicação.

As células fotovoltaicas são constituídas em sua maioria de uma junção p-n. Quando os fótons absorvem energia tem-se a excitação de elétrons da banda de valência para a de condução. Estes elétrons, por sua vez, são acelerados pelo campo elétrico da região de depleção contribuindo para geração de corrente através da junção. Este deslocamento de carga sintetiza uma diferença de potencial entre as extremidades do cristal que caracteriza o efeito fotovoltaico. Por essa razão, as células fotovoltaicas podem ser definidas como dispositivos semicondutores que convertem diretamente energia luminosa em eletricidade.

Para que estas células possam ser conectadas a um circuito externo, são inseridos contatos metálicos nas faces da lâmina. Tais contatos devem ser bons condutores de corrente, apresentando baixa resistência ôhmica a fim de minimizar eventuais perdas elétricas internas.

Buscando proteger as células fotovoltaicas, os módulos são encapsulados em EVA (Acetato de Vinil-Etileno), formando um meio homogêneo e opticamente contínuo. A parte frontal é coberta com um vidro temperado de alta transparência, resistente a chuva, granizo, ventos e impactos mecânicos. Esse encapsulamento deve ser também vedado para impedir a penetração de umidade e poeira.

Ainda em relação à proteção dos módulos fotovoltaicos, é recomendando o uso de dispositivos elétricos de proteção, geralmente diodos, que são colocados em pontos estratégicos servindo de caminho alternativo para a corrente, protegendo assim, o módulo caso haja um problema de sombreamento (Hecktheuer, 2001). Este fenômeno, além de diminuir a potência total do sistema pode aumentar significativamente a degradação dos

módulos com o sombreamento de uma única célula que, nesta situação, pode funcionar como carga para as demais células ocasionando uma dissipação exagerada de potência sobre a mesma e provocando um sobreaquecimento. Esse fenômeno é conhecido como *hot-spot* ou pontos quentes (Hermann et al., 1997). Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples fato de se ter uma célula sombreada ou com defeito (Rampinelli et al., 2006). Um estudo detalhado sobre as principais conseqüências e causas do *hot-spot* e sobre a degradação dos módulos fotovoltaicos é apresentado em (Meyer et al., 2004).

Outra proteção requerida é a colocação de um diodo de bloqueio na conexão elétrica de entrada do módulo, impedindo que uma corrente reversa atravesse o mesmo. Estas proteções são importantes uma vez que estão diretamente relacionadas com a durabilidade dos módulos fotovoltaicos.

Um estudo apresentado em (Vera, 2006) mostra uma redução média da ordem de 1% ao ano (para os seis primeiros anos) no valor da máxima potência decorrente da degradação dos módulos. Entretanto, deve-se ressaltar que essa diminuição na potência não pode ser considerada linear ao longo dos anos. Os fabricantes, em média, afirmam que os módulos fotovoltaicos possuem uma vida útil de 20 anos.

## 2.2 Associação de módulos fotovoltaicos

Em geral, os módulos fotovoltaicos são produzidos com potências de 50 Wp até 300 Wp. Dessa forma, dependendo do tipo de carga que deve ser acionada pelos módulos fotovoltaicos, se faz necessário a associação dos mesmos.

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série ou em paralelo. Quando associados em série tem-se um aumento da tensão do arranjo fotovoltaico, já quando associados em paralelo, tem-se um aumento da corrente do arranjo fotovoltaico. As mudanças nas características elétricas dos arranjos fotovoltaicos ficam claras quando se analisa as curvas Corrente x Tensão ( $I-V$ ) e Potência x Tensão ( $P-V$ ) dos mesmos.

Para exemplificar as alterações elétricas que ocorrem quando os módulos são associados, serão considerados dois arranjos fotovoltaicos formados por módulos BP SX 120. As características elétricas desses módulos são apresentadas na Tabela 2. 1.

Tabela 2. 1 - Características Elétricas do módulo BP SX 120.

Potência Máxima ( $P_{max}$ )	120 W
Tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ )	33,7 V
Corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ )	3,56 A
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	3,87 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	42,1 V
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	$(0,065 \pm 0,015)\%/^{\circ}C$

As curvas  $I-V$  e  $P-V$  de um módulo BP SX 120 são apresentada na Figura 2. 1.

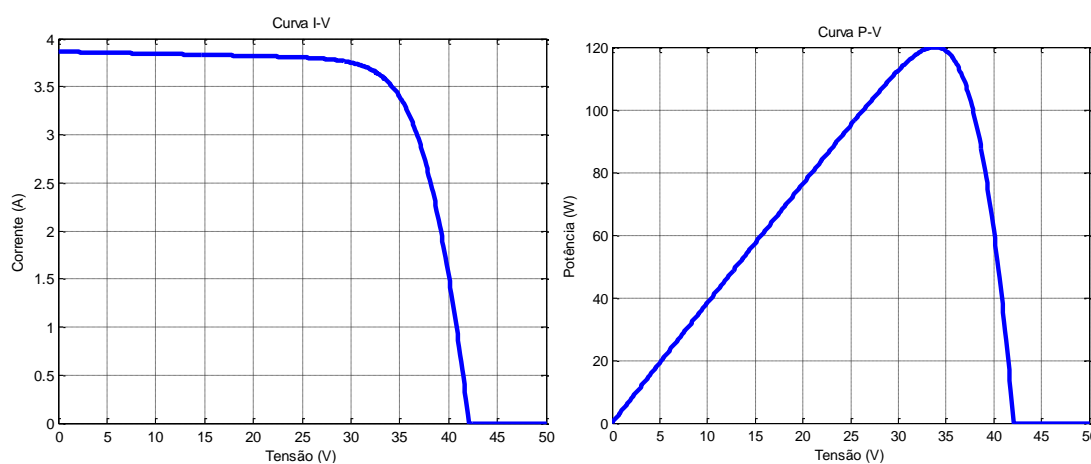


Figura 2. 1 - Curva I-V e P-V do módulo SP BX 120.

O primeiro arranjo fotovoltaico é formado por dois módulos SP BX 120 conectados em série. Já o segundo arranjo é formado pela conexão desses mesmos módulos em paralelo. As curvas características do primeiro arranjo fotovoltaico são apresentadas na Figura 2. 2.

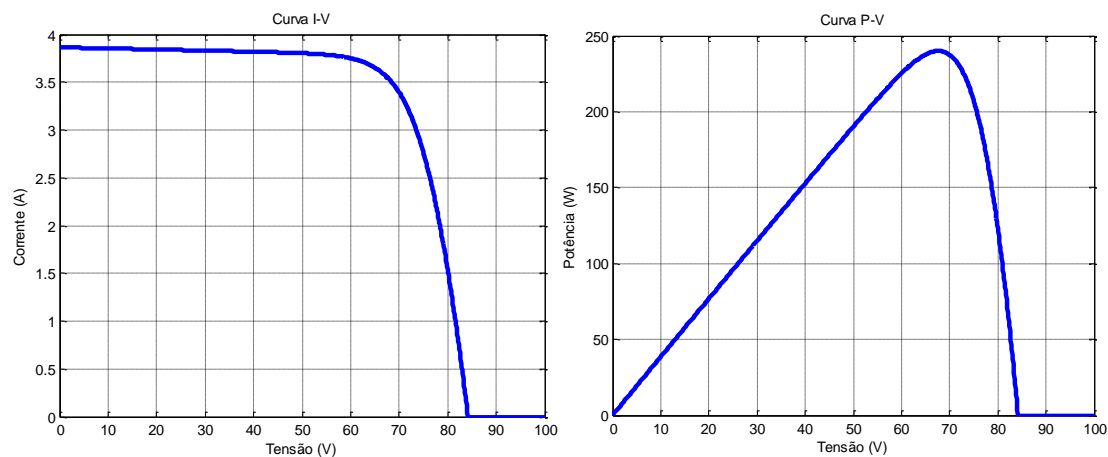
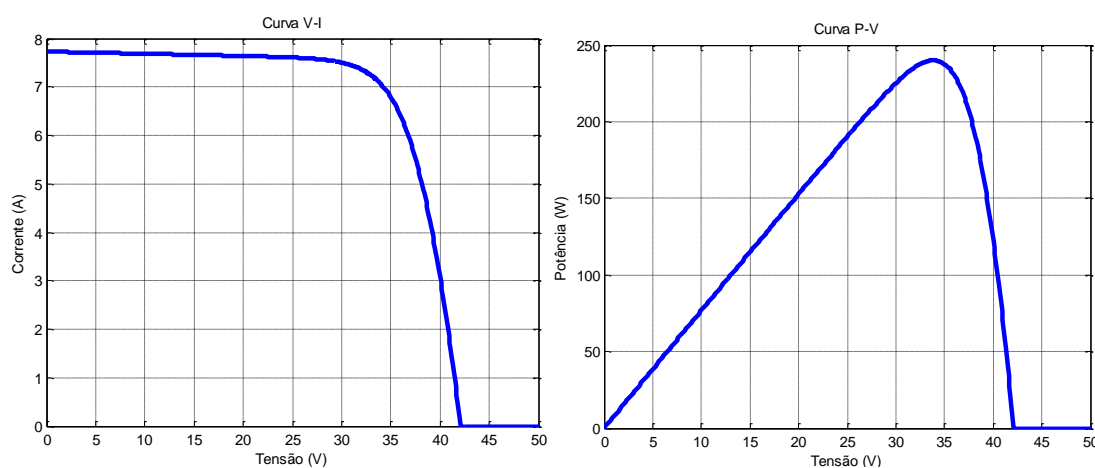


Figura 2. 2 - Arranjo fotovoltaico formado por dois módulos em série

Analisando a Figura 2. 2, verifica-se que com a associação em série é possível obter um arranjo fotovoltaico com tensão de saída igual à soma das tensões de saída de cada módulo, para o caso em análise 84,2 V. A corrente de saída do arranjo fotovoltaico é igual à corrente de saída dos módulos.

Verifica-se também, na Figura 2. 2, que a potência de saída do arranjo fotovoltaico é duas vezes a potência de um módulo, o que era de se esperar, haja vista que a tensão de saída do arranjo é o dobro da tensão de um módulo e a corrente é a mesma.

Para segunda análise, será considerado um arranjo fotovoltaico formado pela associação em paralelo de dois módulos BP SX 120. As curvas características dos módulos nessa configuração são apresentadas na Figura 2. 3.



**Figura 2. 3 - Arranjo fotovoltaico formado por dois módulos em paralelo.**

Analisando a Figura 2. 3, verifica-se que a associação em paralelo é o dual da associação em série. A corrente de saída do arranjo fotovoltaico é igual à soma da corrente de saída de cada módulo, conseqüentemente tem-se uma maior potência de saída. Para o caso da Figura 2. 3 a potência de saída é 240 W, mesma potência da configuração série.

Outra configuração também muito utilizada é a associação série/paralelo. Nesse caso, é possível obter tanto uma maior tensão quanto uma maior corrente na saída do arranjo fotovoltaico.

Neste item, foram apresentadas as principais características de um módulo fotovoltaico e suas possíveis configurações. A compreensão desses conceitos se faz necessária para a análise do modelo elétrico do painel fotovoltaico que será abordado no item 2.3.

## 2.3 Circuito Equivalente de um painel fotovoltaico

Com o intuito de estudar o comportamento eletrônico de uma célula fotovoltaica é usual criar um modelo de circuito equivalente. A literatura apresenta diferentes modelos elétricos para representar uma célula fotovoltaica. Os dois mais difundidos são o modelo de dois diodos e o modelo de um diodo, cada um com suas peculiaridades e precisão.

Um modelo eficaz deve ser capaz de apresentar resultados aproximadamente iguais aos dados obtidos em experimentos, bem como prever, de forma satisfatória, as saídas para determinadas entradas.

Neste item, serão apresentadas as principais características de cada modelo.

### 2.3.1 Modelo a um diodo

É o modelo mais simples, nem por isso menos eficaz, utilizado para representar uma célula solar. Seu circuito equivalente, apresentado na Figura 2. 4, é formado por uma fonte de corrente  $I_{pb}$ , que representa a corrente proveniente da excitação luminosa, em paralelo com um diodo ( $D_{sb}$ ) que representa a junção p-n existente na célula.

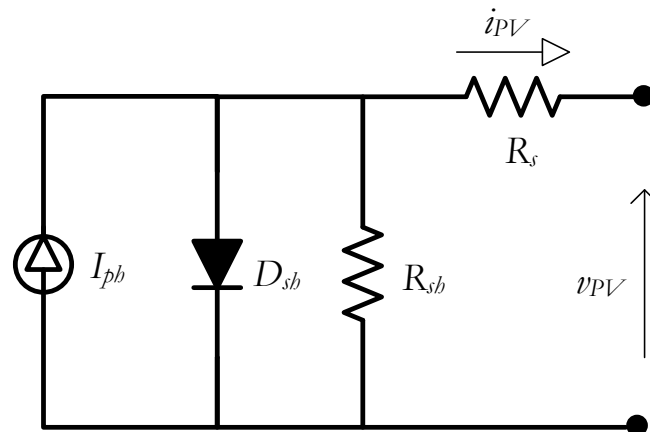


Figura 2. 4 - Circuito elétrico equivalente de uma célula PV - modelo a um diodo.

Buscando alcançar maior precisão são inseridas as resistências série ( $R_s$ ) e paralela ( $R_{sb}$ ) que representam as não linearidades. A resistência série representa a resistência do corpo a junção p-n que compõem a célula e a resistência dos contatos elétricos entre os terminais e

o semicondutor. Já a resistência  $R_{sb}$ , também denominada de resistência *shunt*, representa a dificuldade criada à circulação de corrente através dos defeitos do cristal, que são impurezas presentes no composto cristalino que forma a célula.

Estas resistências parasitas influenciam diretamente o desempenho dos módulos fotovoltaicos reduzindo a potência de saída destes dispositivos. No item 2.4.2 é apresentado um estudo detalhado do efeito dessas resistências no desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

### 2.3.2 Modelo a dois diodos

O modelo a dois diodos é semelhante ao modelo descrito em 2.3.1, entretanto, para representação da junção p-n, são utilizados dois diodos. Um dos diodos representa o fenômeno de difusão, predominante quando há baixas tensões nos terminais da célula fotovoltaica, tipicamente inferiores a 0,4 V. O outro diodo representa o fenômeno da recombinação que é responsável pelo aumento de corrente quando a tensão aplicada à célula alcança valores superiores a 0,4 V.

Com esta configuração, cada diodo tem um valor de corrente de saturação reversa própria e um fator de idealidade pré-definido. Para o diodo que representa a difusão o fator de idealidade é igual a um, já o diodo que representa a recombinação tem fator de idealidade igual a dois. O circuito elétrico equivalente para uma célula fotovoltaica segundo o modelo a dois diodos é apresentado na Figura 2. 5.

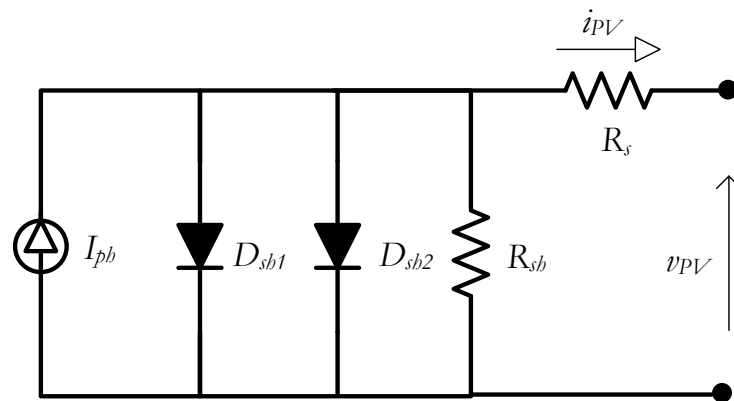


Figura 2. 5 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica - modelo a dois diodos

Deve-se ressaltar que o modelo a dois diodos não apresenta vantagem numérica em relação ao modelo de um diodo, pois apesar dos fatores de idealidades serem pré-definidos, existe a necessidade da determinação de duas correntes de saturação reversa, fazendo com que o número total de variáveis de ambos os modelos seja rigorosamente o mesmo.

## 2.4 Modelo de um arranjo fotovoltaico

Para a caracterização de módulos fotovoltaicos é necessária a determinação de uma curva de corrente por tensão ( $I-V$ ) denominada curva característica. Neste item, será apresentado um estudo sobre as características elétricas dos módulos fotovoltaicos baseado na análise da curva característica obtida através do modelo elétrico.

O grande diferencial do modelo em estudo se deve ao fato do mesmo ter como parâmetros de entrada a intensidade solar e a temperatura, o que permite traçar a curva característica de arranjo fotovoltaico para diferentes condições de operação.

No presente item, além do estudo dos efeitos da variação dos parâmetros irradiação solar e temperatura sobre a curva  $I-V$  será realizado também, uma análise dos efeitos das resistências parasitas ( $R_s$  e  $R_{sh}$ ) no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Será apresentada ainda uma metodologia para a implementação do modelo fotovoltaico no software Psim®, o que possibilita a interação do modelo em estudo com circuitos chaveados, muito utilizados em aplicações fotovoltaicas.

### 2.4.1 Curva I-V

Para o estudo do desempenho de um arranjo fotovoltaico é imprescindível a determinação da curva  $I-V$ . Através desta curva é possível obter informações importantes sobre as características elétricas do arranjo fotovoltaico como, a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e ponto de máxima potência ( $P_{MPP}$ ). A determinação desta curva deve ser realizada obedecendo a condições específicas de temperatura e irradiância estabelecidas nas normas NBR-12136 e IEC 904-1. Tais condições são

denominadas de condições padrões de teste (SCT – *Standard Test Conditions*) e são apresentadas na Tabela 2. 2.

Tabela 2. 2 - Condições padrões de teste.

Irradiação solar	1000W/m <sup>2</sup>
Radiação de massa de ar	1,5
Temperatura	25°C

A radiação de massa de ar representa a quantidade de atmosfera atravessada pela luz do sol. Seu valor aproximado é obtido calculando-se  $1/\cos\theta$ , onde  $\theta$  corresponde à inclinação do sol, conforme a Figura 2. 6. Este parâmetro define a composição espectral da luz do sol (Casaro et al., 2008).

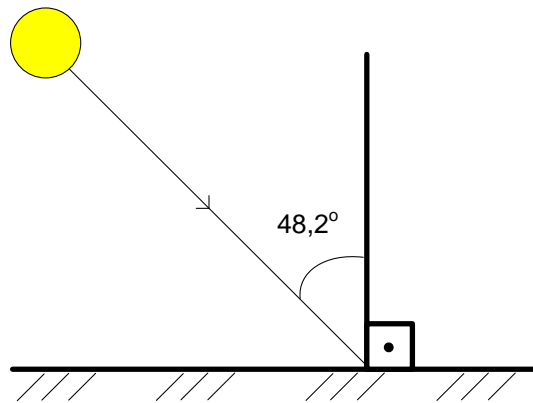


Figura 2. 6 - Sol a 48,2° com a perpendicular.

O arranjo fotovoltaico modelado é formado por seis painéis BP SX-120 conectados em série, totalizando uma potência de 720 W, compatível com a faixa de potência dos sistemas fotovoltaicos residenciais (Kroposki, 2000). Os parâmetros dos painéis BP SX-120 foram apresentados na Tabela 2. 1.

Um modelo capaz de sintetizar as características elétricas de um painel PV foi determinado em (Casaro et al., 2008). O circuito equivalente utilizado foi o modelo a um diodo apresentado na Figura 2. 4.

A corrente  $i_{PV}$  pode ser determinada por (2.1).

$$i_{PV} = I_{ph} - I_r \cdot \left[ e^{\frac{q(v_{PV} + i_{PV} \cdot R_s)}{\eta \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{v_{PV} + i_{PV} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Onde:

$i_{PV}$ ,  $v_{PV}$ : corrente e tensão nos terminais de saída de uma célula fotovoltaica;



- $I_{ph}$  : fotocorrente;  
 $I_r$  : corrente de saturação reversa da célula;  
 $q$  : Carga do elétron,  $1,6 \times 10^{-19} \text{C}$ ;  
 $\eta$  : fator de qualidade da junção p-n;  
 $K$  : Constante de Boltzmann,  $1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$ ;  
 $T$  : temperatura ambiente, em K.

A característica  $I-V$  de uma célula fotovoltaica é representada analiticamente pela solução da equação (2.1). Entretanto, essa equação não pode ser resolvida algebricamente, uma vez que a corrente  $i_{pV}$  não pode ser isolada. Além disso, o modelo matemático deve contemplar a irradiação solar e a temperatura como parâmetros de entrada.

Conforme apresentado por (Cavalcanti et al., 2007), os valores de  $I_{sc}$  e  $I_r$  podem ser determinado por (2.2) e (2.3), respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha \cdot (T - T_r)] \cdot \frac{P_{sun}}{1000} \quad (2.2)$$

$$I_r = I_{rr} \cdot \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 \cdot e^{\left[\frac{q \cdot E_G}{\eta \cdot k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T}\right)\right]} \quad (2.3)$$

Onde:

- $I_{sc}$  : corrente de curto-circuito por célula;  
 $\alpha$  : coeficiente de temperatura  $I_{sc}$ ;  
 $T_r$  : temperatura de referência, 298K;  
 $P_{sun}$  : intensidade de radiação solar,  $\text{W/m}^2$ ;  
 $I_{rr}$  : corrente de saturação reversa de referência;  
 $E_G$  : energia da banda proibida, 1,1eV.

Para determinar o valor de  $I_{rr}$ , faz  $i_{pV} = 0$  em (2.1), o resultado é  $v_{pV} = v_{OC}$ , onde  $v_{OC}$  é a tensão de circuito aberto por célula. Substituindo estes valores em (2.3) e adotando  $T = T_r$ , obtém-se a seguinte equação:

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{OC}}{R_{sh}}}{e^{\frac{q \cdot V_{OC}}{\eta \cdot k \cdot T_r}} - 1} \quad (2.4)$$

Substituindo (2.4) em (2.1) pode-se determinar  $i_{pV}$  através de modelos matemáticos, como por exemplo, o Método de Newton.

Adotando os procedimentos propostos em (Casaro et al., 2008), determinou-se as curvas  $I-V$  e  $P-V$  do arranjo fotovoltaico formado por 6 painéis em série, o qual será utilizada no decorrer do estudo. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 2. 7.

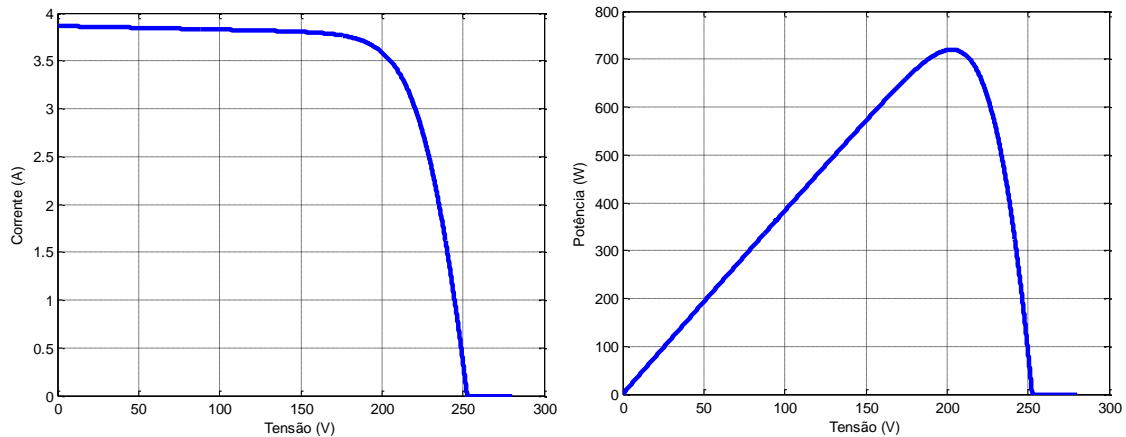


Figura 2. 7 - Curvas  $I-V$  e  $P-V$  do arranjo fotovoltaico em estudo.

Analisando a Figura 2. 7, verifica-se que com esta configuração de módulos é possível obter uma potência de saída de 720 W<sub>p</sub>, uma corrente de curto-circuito de 38,64 A e uma tensão de circuito aberto de 252 V.

Depois de determinada às curvas  $I-V$  e  $P-V$  sob as condições padrões de teste, serão analisados, nos próximos itens, os efeitos sobre as mesmas quando há variações dos parâmetros de entrada e das resistências parasitas  $R_s$  e  $R_{sh}$ .

## 2.4.2 Efeito das resistências $R_s$ e $R_{sh}$ sobre as curvas características

Como apresentado no 2.3.1, o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica inclui elementos resistivos em série e em paralelo. Os efeitos destas resistências refletem a degradação do módulo fotovoltaico (Prieb, 2002).

A resistência série de uma célula fotovoltaica pode ser caracterizada por três componentes: a resistência do material que forma a junção p-n (ex: silício), a resistência entre esse material e a metalização da célula e a própria resistência de metalização. Considerando um módulo fotovoltaico, somam-se a estas a resistência do barramento de

interconexão entre as células e a resistência dos bornes.

A Figura 2. 8 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  do módulo BP SX 120 para diferentes valores de  $R_s$ , sob as condições padrões de teste.

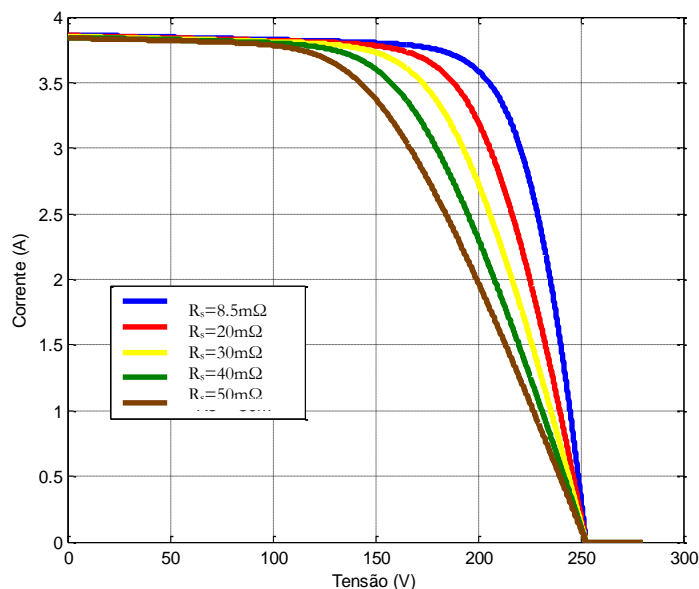


Figura 2. 8 - Efeito da variação da resistência série sobre a curva  $I-V$ .

Analisando a Figura 2. 8, verifica-se que a resistência série interfere no comportamento do arranjo fotovoltaico quando o mesmo opera como fonte de tensão.

Aumentando o valor da resistência série tem-se uma redução da tensão no ponto de máxima potência e do fator de forma ( $FF = P_{\max} / I_{sc} \times V_{oc}$ ) do módulo, conseqüentemente há uma alteração na qualidade da performance do arranjo fotovoltaico. Desta forma, pode-se concluir que um pequeno aumento de  $R_s$  pode ser prejudicial ao desempenho dos módulos fotovoltaicos, impondo-os perda de potência. Informações mais detalhadas sobre a influência da resistência série na curva característica de módulos fotovoltaicos são apresentadas em (Aberle et al., 1993).

Já a resistência paralela ( $R_{sh}$ ) é originada por fugas na superfície das bordas da célula e micro defeitos do cristal que possam ocasionar curto-circuitos, ou seja, problemas associados ao processo de fabricação. Valores baixos de  $R_{sh}$  possibilitam um caminho alternativo para a corrente fotogerada ( $I_{ph}$ ), reduzindo a corrente que flui através da junção, e diminuindo a tensão da célula. Uma célula fotovoltaica ideal deve ter uma resistência paralela tendendo ao infinito.

A Figura 2. 9 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  do arranjo fotovoltaico para diferentes valores de  $R_{sh}$  sob condições padrões de teste.

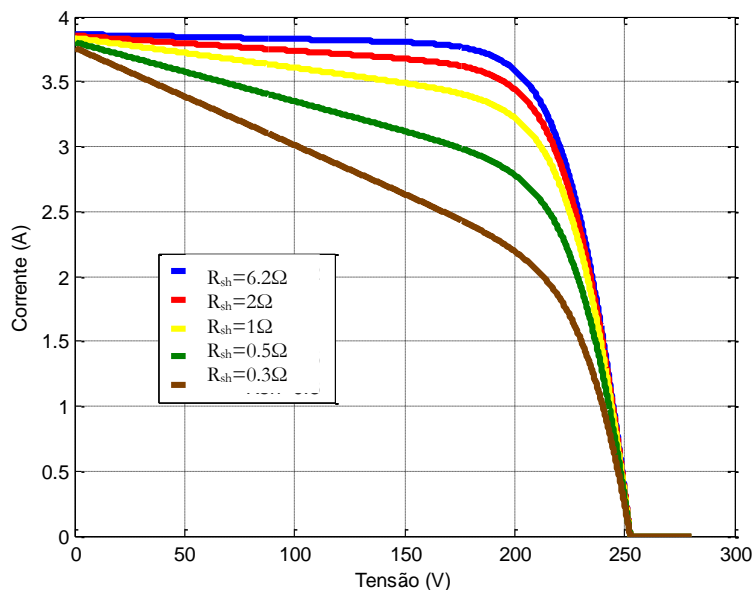


Figura 2. 9 - Efeito da variação da resistência paralela sobre a curva  $I-V$ .

Pode-se verificar pela Figura 2. 9 que a diminuição da resistência  $R_{sh}$  deprecia o módulo da corrente. De acordo com (Meyer, 2004), uma diminuição de  $R_{sh}$  pode acarretar também uma diminuição do valor da tensão de circuito aberto.

Na prática, o valor da resistência paralela pode diminuir devido a um aumento dos caminhos através da junção p-n. Isto é mais evidente em células de filme fino e em módulos expostos por um longo período a incidência de irradiação solar (Meyer, 2003).

Por todas essas características, pode-se concluir que determinar o valor correto das resistências série e paralelo é parte fundamental no processo de modelagem de uma célula fotovoltaica. Deve-se salientar que o algoritmo implementado neste estudo utiliza aproximações matemáticas para encontrar o valor dessas resistências. Métodos experimentais para determinar as resistências parasitas são apresentados em (Ramos, 2006), (King et al., 1997) e (Bühler, 2007).

### 2.4.3 Efeito da temperatura sobre a curva característica

A temperatura é um fator importantíssimo na caracterização de um dispositivo fotovoltaico, sua variação provoca alterações nas características elétricas, tensão de circuito

aberto ( $V_{oc}$ ) e corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) das células fotovoltaicas.

A taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura é denominada de  $\beta$  e, para módulos formados por silício, assume valores próximos a  $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ .

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (2.5)$$

Esta diminuição da tensão é devida principalmente ao incremento exponencial da corrente de saturação reversa.

A corrente de curto-circuito, por sua vez, sofre um ligeiro aumento com a temperatura. O coeficiente da variação da corrente de curto-circuito com a temperatura ( $\lambda$ ) é definido pela equação (2.6).

$$\lambda = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (2.6)$$

O aumento da corrente de curto-circuito é devido a uma diminuição da energia do *gap* do material, expressa por (2.7).

$$E_g(T) = E_g(0) - \frac{a \cdot T^2}{T + b} \quad (2.7)$$

Sendo  $E_g(T)$  a energia do *gap* do material a uma dada temperatura,  $E_g(0)$  a energia de referência e  $a$  e  $b$  constantes do material. Valores típicos das constantes  $a$  e  $b$  e a energia do *gap* para dois materiais, silício e arsenieto de gálio, são apresentados Tabela 2. 3.

**Tabela 2. 3 - Energia do *gap* para *Si* e *GaAs* com os valores das constantes  $a$  e  $b$ .**

Material	$E_g(0)$ (eV)	$a(10^{-4} \text{eVK}^{-1})$	$b(\text{K})$
<i>Si</i>	1,16	7	1100
<i>GaAs</i>	1,52	5,8	300

Para exemplificar os conceitos apresentados foram simuladas as curvas  $I-V$  do arranjo fotovoltaico para diferentes temperaturas.

As Figura 2. 10 e Figura 2. 11 comprovam que variações na temperatura afetam diretamente a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, sendo a tensão alterada significativamente.

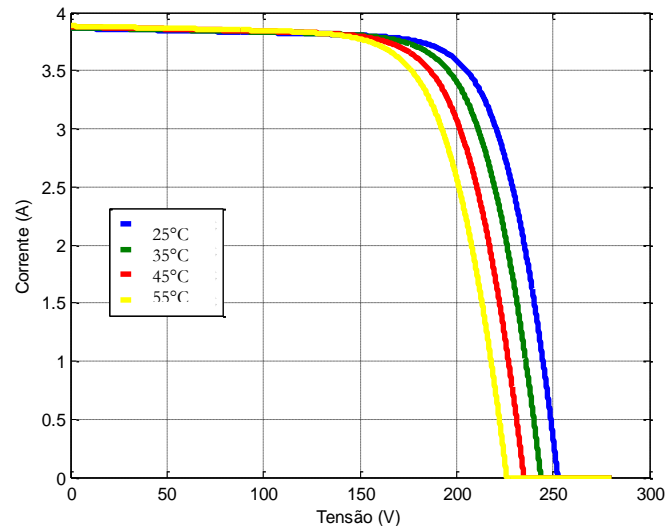


Figura 2. 10 - Efeito da variação da temperatura sobre o comportamento do arranjo fotovoltaico.

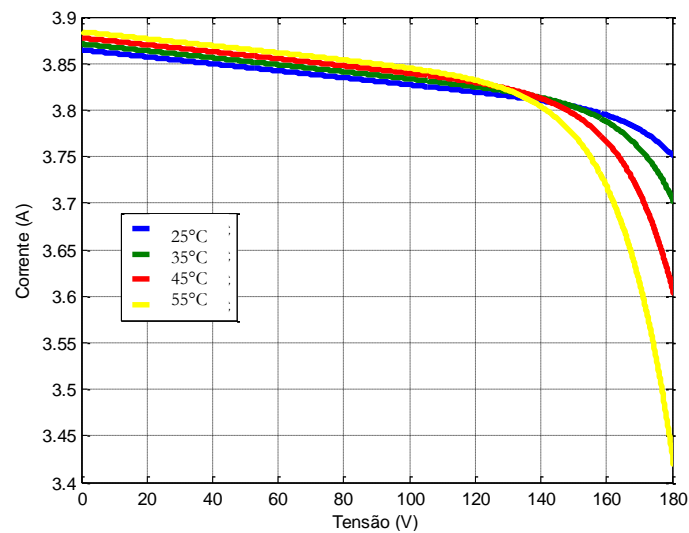


Figura 2. 11 - Efeito da variação da temperatura sobre Isc.

### 2.4.4 Efeito da irradiação solar sobre a curva característica

Outro parâmetro externo que influencia diretamente a curva característica dos módulos fotovoltaicos é a irradiação solar. A corrente elétrica gerada a partir da irradiação na junção p-n é linearmente proporcional à intensidade da mesma. A Figura 2. 12 apresenta a curva  $I-V$  do arranjo fotovoltaico em estudo para diferentes irradiâncias.

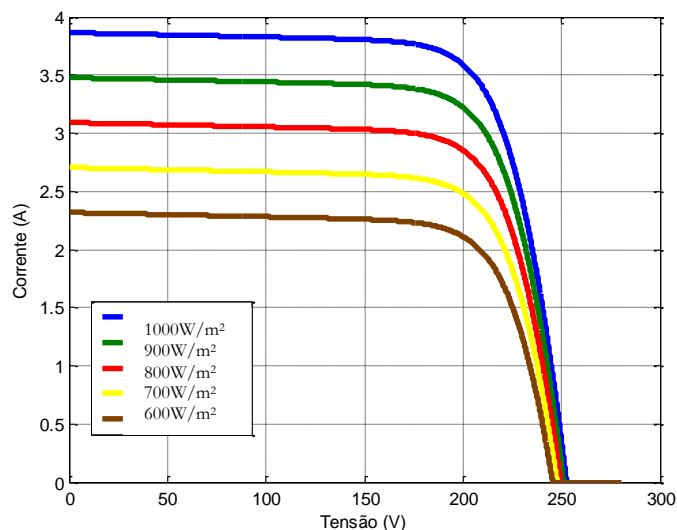


Figura 2. 12 - Efeito da variação da irradiância sobre o comportamento do arranjo fotovoltaico.

Pode-se observar pela Figura 2. 12 um incremento na corrente de curto-circuito proporcional à intensidade de radiação solar incidente.

O comportamento da tensão de circuito aberto é melhor observado na Figura 2. 13. A variação da tensão  $V_{oc}$  com a irradiância se dá de forma logarítmica. A diminuição da irradiação provoca uma diminuição da tensão de circuito aberto.

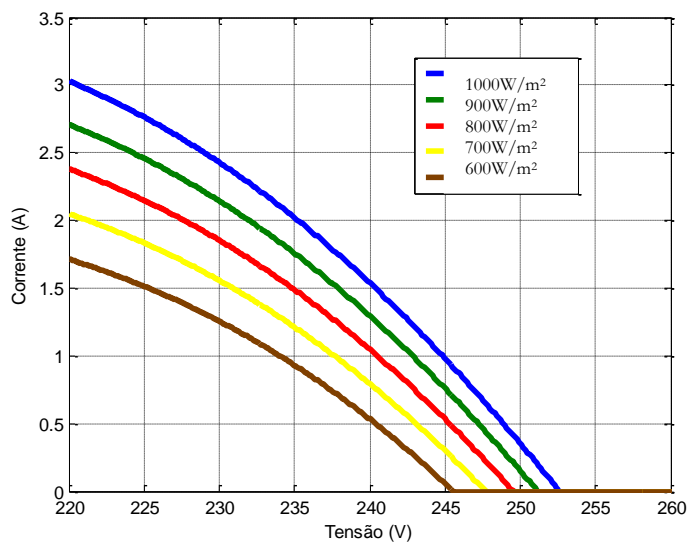


Figura 2. 13 - Efeito da variação da irradiância sobre  $V_{oc}$ .

Vale salientar que a condição padrão para determinação da curva característica, segundo a Norma 12136 é  $1000 W/m^2$  de irradiância, temperatura de  $25^{\circ}C$  e massa de ar de 1,5.

## 2.4.5 Modelo fotovoltaico aplicado ao Psim

As simulações realizadas anteriormente podem ser reproduzidas a partir de programas mais difundidos na área de Eletrônica de Potência, como por exemplo, o Psim®. A grande vantagem da implementação do modelo fotovoltaico neste software é a possibilidade de interação do modelo com circuitos chaveados, muito utilizados em aplicações fotovoltaicas.

A Figura 2. 14 mostra um arranjo fotovoltaico implementado no Psim®. O bloco DLL é um componente que permite a interface entre o compilador C/C++ e o simulador de circuitos elétricos, Psim. Este componente ao ser acionado por algum tipo de sinal pode transcrever uma saída de inúmeras formas.

O algoritmo que determina a solução numérica da equação (2.1) via método de Newton foi escrito em linguagem C e compilado através do Dev C++. Maiores detalhes sobre a implantação desse algoritmo são apresentados em (Casaro, 2008).

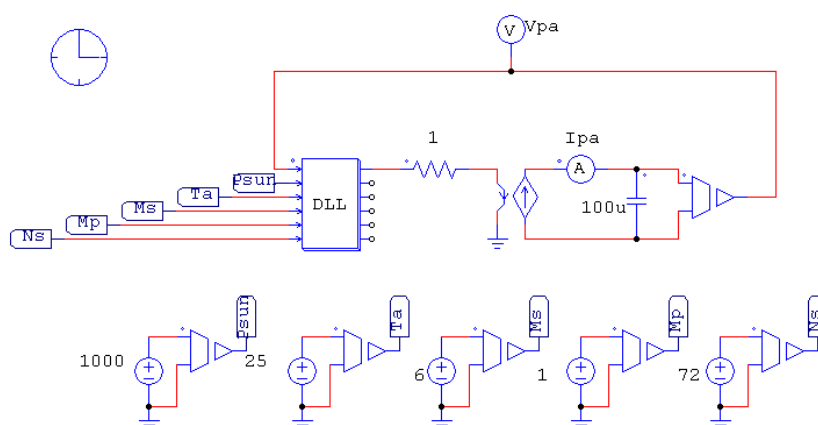


Figura 2. 14 - Arranjo fotovoltaico implementado no Psim.

As variáveis de entrada do bloco DLL são:

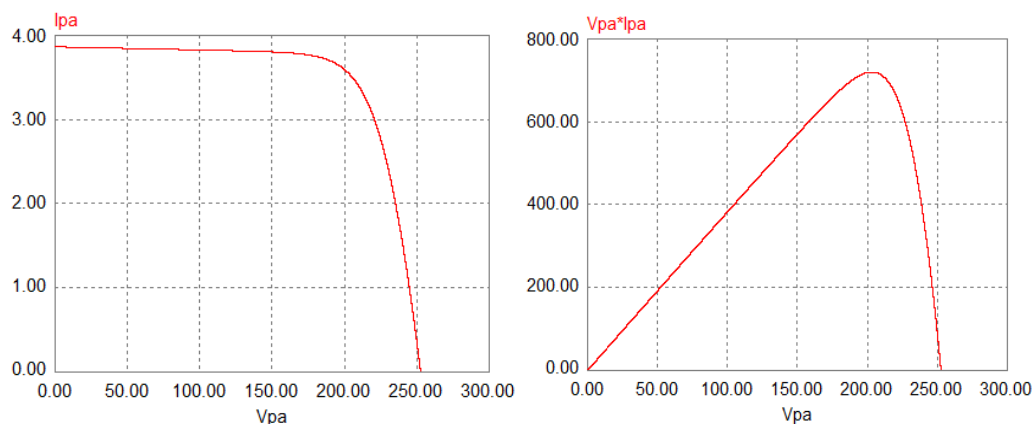
- Psun – intensidade da irradiação solar;
- Ta – temperatura ambiente;
- Ms – número de módulos em série no arranjo fotovoltaico;
- Mp – número de módulos em paralelo no arranjo fotovoltaico;
- Ns – número de células em série no módulo fotovoltaico.

Como se pode observar na Figura 2. 14, para entrada dos valores das variáveis são



utilizadas fontes de tensão aterradas.

Com o objetivo de validar a estrutura apresentada na Figura 2. 14, será simulada a curva característica  $I-V$  do arranjo fotovoltaico formado por seis painéis BP SX 120 em série considerando uma intensidade de irradiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e uma temperatura de  $25^\circ\text{C}$ , o resultado obtido é apresentado na Figura 2. 15.



**Figura 2. 15 - Curvas  $I-V$  e  $P-V$  do arranjo fotovoltaico simulada no Psim.**

Comparando as Figura 2. 7 e Figura 2. 15, conclui-se que o circuito apresentado na Figura 2. 14 pode ser considerado um modelo eficaz de um arranjo fotovoltaico.

Neste capítulo, foi apresentado um modelo matemático capaz de expressar todas as características elétricas de um arranjo fotovoltaico levando em consideração as variações de temperatura e irradiação solar. O mesmo pode ainda interagir com circuitos chaveados, normalmente utilizados no processamento de energia em sistemas fotovoltaicos.

# Capítulo 3

## Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos

### 3.1 Introdução

Atualmente existem diversas topologias de sistemas fotovoltaicos que diferem de acordo com os recursos disponíveis e as características de cada aplicação. Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em dois grupos, sistemas fotovoltaicos isolados e sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos isolados na sua maioria são instalados em regiões remotas e pouco povoadas, onde a implantação de linhas de transmissão e distribuição tem um custo inviável. Nesses casos, a tensão contínua gerada nos painéis fotovoltaicos é utilizada na grande parte das aplicações para alimentar um banco de baterias.

Já os sistemas conectados à rede de distribuição, utilizam a energia fotovoltaica para atender à demanda energética de uma determinada carga em conjunto com a rede elétrica convencional. Para que os sistemas fotovoltaicos possam operar em paralelo com a rede, se faz necessário o emprego de um sistema de processamento e condicionamento da energia solar, a fim de se adequar a frequência e os níveis de tensão.

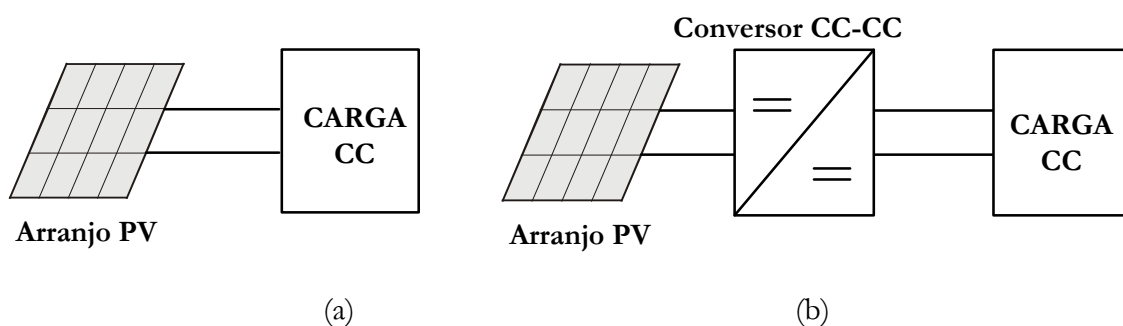
Neste capítulo será apresentado um breve estudo sobre as principais topologias de conversores estáticos aplicados à geração de energia fotovoltaica, dando ênfase aos sistemas monofásicos conectados à rede. Vale salientar que este estudo não tem o objetivo de abordar todas as possibilidades de topologias existentes atualmente, mas sim, introduzir alguns dos conceitos mais importantes sobre o tema.

Outro ponto que será discutido neste capítulo é o rastreamento do ponto de máxima potência. Como se sabe as células fotovoltaicas, naturalmente, possuem baixa

eficiência. Desta forma, o sistema de processamento de energia deve ser capaz de rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) do arranjo fotovoltaico, fazendo com que toda a energia disponível seja utilizada.

## 3.2 Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Os sistemas fotovoltaicos isolados apresentam diversos arranjos possíveis que são definidos de acordo com a aplicação do sistema. Na configuração mais simples, a energia elétrica gerada pelo painel alimenta diretamente uma carga que opera em corrente contínua, como apresentado na **Figura 3. 1(a)**. Buscando otimizar o desempenho e a eficiência desse sistema pode-se incorporar entre o arranjo PV e a carga CC um conversor CC-CC que irá manter a tensão sobre a carga constante, podendo atuar também como rastreador do ponto de máxima potência. Esta configuração é apresentada na **Figura 3. 1(b)**.



**Figura 3. 1 - (a) Arranjo PV alimentando diretamente uma carga CC, (b) conversor CC-CC incorporado ao sistema.**

Estes sistemas têm a particularidade de não possuírem autonomia, ou seja, toda a energia gerada pela irradiação solar é fornecida à carga. Sendo assim, sua aplicação se restringe, principalmente, a sistemas de bombeamento de água onde é possível armazenar água em reservatórios sem a necessidade de bombeamento constante.

Já nas instalações fotovoltaicas isoladas da rede de fornecimento de energia que necessitam de autonomia é preciso incorporar ao sistema um banco de baterias que irá armazenar energia para posterior utilização, como por exemplo, nos períodos noturnos. Na **Figura 3. 2** é apresentada a topologia de um sistema fotovoltaico autônomo. Esses sistemas

são utilizados em instalações remotas, onde se deseja alimentar, principalmente, equipamentos eletrônicos com tensão contínua e fornecimento ininterrupto. Como exemplo, pode-se citar as estações repetidoras de sinais de rádio, as antenas de telefonia móvel e telefones de emergências em rodovias (Rosembach, 2004). O controlador de carga tem como principal função garantir que não haja danos ao banco de baterias por sobrecarga ou descarga profunda.

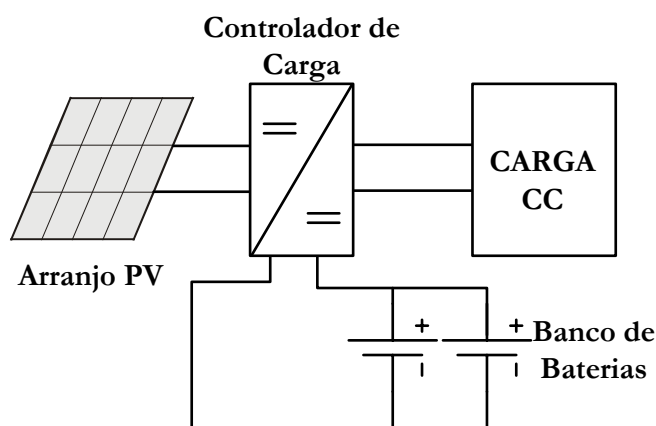


Figura 3. 2 - Arranjo fotovoltaico isolado com banco de bateria alimentando carga CC.

Como a maioria dos motores elétricos que compõem equipamentos como geladeiras, compressores, bombas, entre outros são alimentados em corrente alternada, os sistemas de geração fotovoltaica devem incorporar conversores CC-CA para possibilitar o funcionamento desses equipamentos. Essa opção é apresentada na Figura 3. 3.

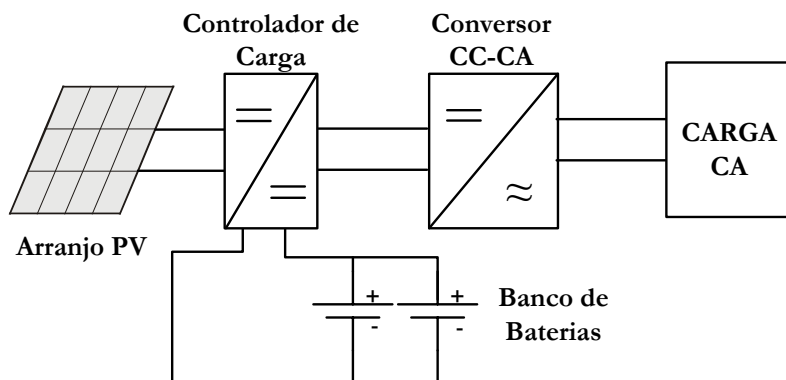


Figura 3. 3 - Arranjo fotovoltaico isolado com banco de bateria alimentando carga CA.

Essa configuração é normalmente adotada em residências ou instalações onde não há o fornecimento de energia. O conversor CC-CA tem a função de adequar a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos (e armazenada no banco de baterias) às condições de tensão e frequência necessárias para alimentar uma carga CA.

Atualmente, devido principalmente a seu elevado custo, os sistemas isolados estão perdendo espaço para os sistemas conectados à rede. Esses por não precisarem de sistemas de armazenamento de energia são em média 40% mais baratos do que os sistemas autônomos (Macedo et al., 2008).

### 3.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), em particular de baixa potência e principalmente monofásicos, como contribuição da geração de energia limpa estão cada vez mais em evidência. Questões como longa vida útil (superior a 20 anos), alta eficiência e ótimas condições ambientais (radiação solar) são características que viabilizam a geração própria.

Os SFCR funcionam de forma complementar ao sistema elétrico ao qual estão conectados. Esses sistemas não utilizam mecanismos de armazenamento de energia, uma vez que toda a energia gerada é imediatamente utilizada ou injetada no sistema elétrico.

Além do processamento da energia fotovoltaica, os sistemas SFCR devem apresentar algumas características relacionadas à segurança, eficiência e qualidade de energia.

Com relação à segurança, esses sistemas devem possuir proteções que o desconectem da rede elétrica quando esta estiver, por algum motivo, desligada. O objetivo aqui é evitar a situação de ilhamento (em inglês *islanding*). Este fenômeno é caracterizado pela energização de uma parte da rede elétrica que deveria estar desligada. O sistema fotovoltaico deve ainda ser capaz de bloquear a geração quando a tensão ou a frequência da rede estiverem fora de padrões pré-determinados.

Outro aspecto referente à segurança é o isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede elétrica, que pode ser feito através de transformadores de baixa ou alta frequência. Entretanto, visando diminuir o custo e a complexidade, em muitos sistemas fotovoltaicos o isolamento galvânico não é empregado, o que pode trazer dificuldades em relação ao aterramento dos mesmos. Embora não seja uma exigência de normas como a IEEE Std 929-2000 e nem obrigatoriedade em países como a Alemanha e a Espanha, o isolamento galvânico é um requisito necessário em outros, como, por exemplo, Itália e

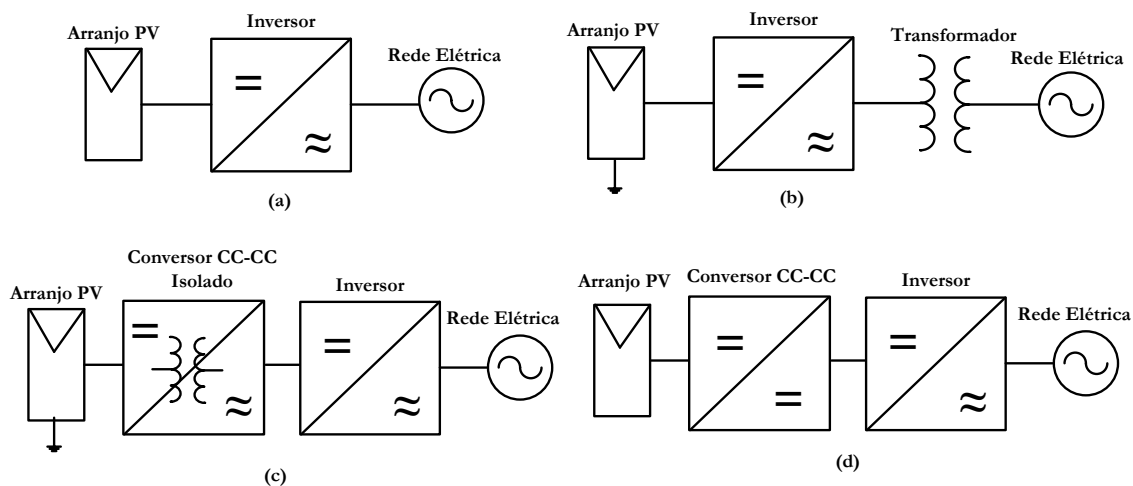
Reino Unido (Rodrigues, 2004).

Além disso, um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica deve apresentar uma baixa taxa de distorção harmônica (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*) para que não deteriore a qualidade da energia da rede convencional, prejudicando outros equipamentos que estejam conectados à mesma. Segundo a IEEE Std. 929-2000, a taxa de distorção harmônica de um sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% quando o mesmo opera na sua potência nominal (IEEE Std. 929-2000, 2000).

Para atingir estes requisitos de qualidade e segurança inúmeras configurações de sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica têm sido propostas nos últimos anos, algumas das quais serão resumidas nesta seção. Estas alternativas empregam as mais diversas configurações de conversores estáticos operando em baixa ou alta frequência que podem ser divididas em quatro grandes grupos:

- sistemas com único estágio inversor não-isolado;
- sistemas com único estágio inversor isolado;
- sistemas com múltiplos estágios de conversão (com isolamento);
- sistemas com múltiplos estágios de conversão (sem isolamento)

Cada um desses grupos é representado pelos diagramas de blocos da **Figura 3. 4**.



**Figura 3. 4 - Topologia com: (a) único estágio inversor, não-isolada; (b) único estágio inversor, isolada; (c) múltiplos estágios de conversão, isolada; (d) múltiplos estágios de conversão, não isolada.**

A configuração mais simples de processamento da energia fotovoltaica é formada por um único inversor que faz a interface direta entre o arranjo PV e a rede elétrica como

mostra a **Figura 3. 4(a)**. Estes inversores podem ser do tipo: VSI (*Voltage-source inverter*) ou do tipo CSI (*Current-source inverter*).

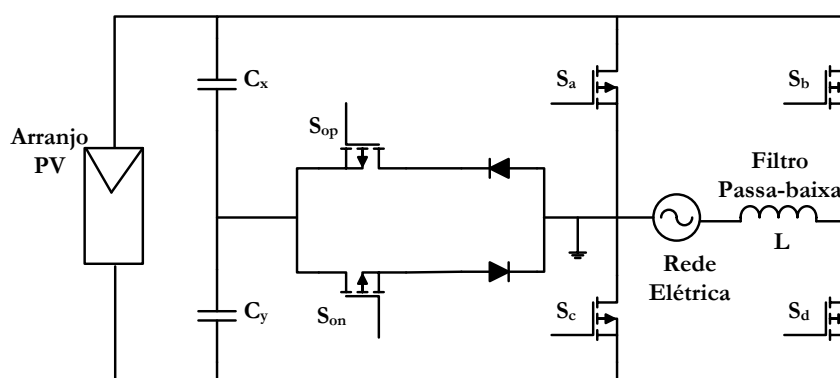
As principais vantagens desse tipo de configuração são a robustez, a simplicidade e a alta eficiência. Todavia, tais sistemas injetam na rede uma corrente com elevada distorção harmônica e baixo fator de potência, que na maioria das vezes, precisa ser compensado através de filtros passivos.

Uma das alternativas interessantes para sintetizar uma corrente com baixa distorção harmônica é a aplicação de inversores multiníveis para conectar os painéis fotovoltaicos à rede elétrica.

Os inversores multiníveis proporcionam diversas vantagens quando comparados com os inversores convencionais. A tensão de saída CA é sintetizada em diversos níveis de tensão podendo produzir uma forma de onda próxima a uma senoíde com baixa distorção harmônica. Em Agelidis et al. (1999) é apresentado um estudo detalhado sobre as principais topologias multiníveis monofásicas aplicadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Neste capítulo, serão abordadas de forma sucinta algumas topologias de conversores multiníveis e convencionais empregados em sistemas fotovoltaicos.

Na **Figura 3. 5** é apresentada uma topologia de inversor PWM multinível em tensão aplicada a sistemas fotovoltaicos proposta por Agelidis et al. (1999). Tal topologia opera com cinco níveis de tensão.



**Figura 3. 5 - Inversor PWM multinível em tensão.**

Outra topologia multinível denominada de HBDC (*Half Bridge Diode Clamped*) é apresentada na **Figura 3. 6**. Esta topologia é capaz de produzir três níveis de tensão na saída.

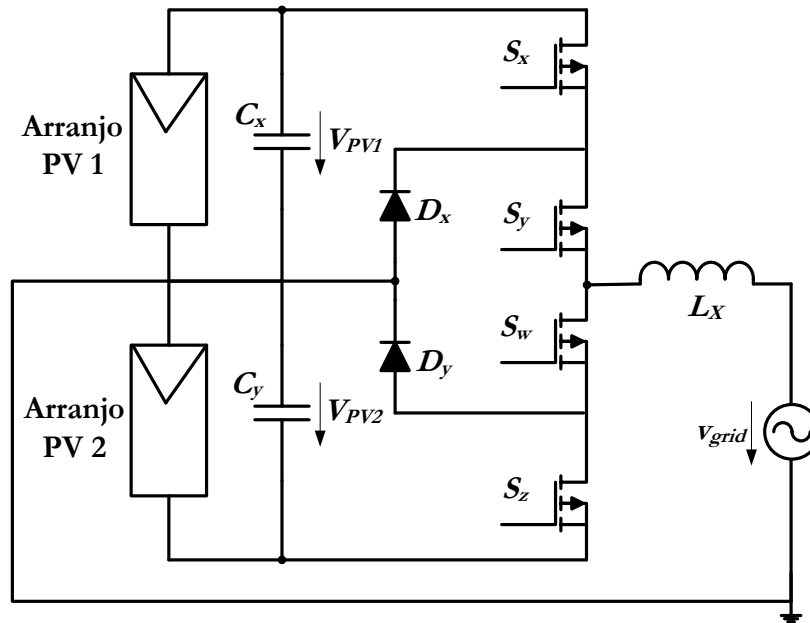


Figura 3. 6 - Inversor *Half Bridge Diode Clamped* conectado à rede.

Com as chaves  $S_x$  e  $S_y$  fechadas, uma tensão positiva pode ser gerada no terminal de saída do inversor. Uma tensão de saída nula é criada quando as chaves  $S_y$  e  $S_w$  estão *ON* e as chaves  $S_x$  e  $S_z$  estão *OFF*. Já uma tensão de saída negativa é criada quando as chaves  $S_w$  e  $S_z$  são fechadas. Essa lógica de controle é mais bem representada na Tabela 3. 1.

Tabela 3. 1- Lógica da topologia *Half Bridge Diode Clamped*.

Chaves	Tensão
$S_x$ e $S_y \rightarrow ON$ e $S_w$ e $S_z \rightarrow OFF$	Positiva
$S_y$ e $S_w \rightarrow ON$ e $S_x$ e $S_z \rightarrow OFF$	Nula
$S_w$ e $S_z \rightarrow ON$ e $S_x$ e $S_y \rightarrow OFF$	Negativa

A fim de garantir a transferência de potência do barramento CC para a rede, as tensões  $V_{PV1}$  e  $V_{PV2}$  devem ser sempre superiores à amplitude da tensão da rede elétrica

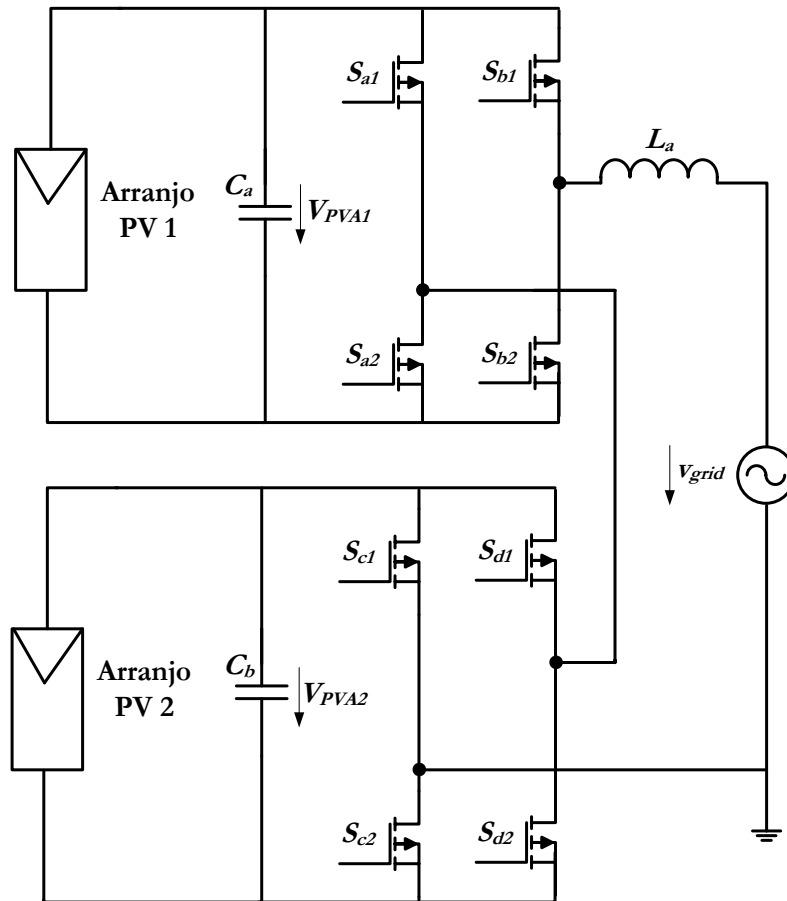
$v_{grid}$

Uma vantagem desse sistema é que o ponto médio é aterrado, o que elimina a corrente de terra capacitiva.

Adicionando mais níveis no barramento CC é possível obter um número maior de níveis na saída do inversor o que permite uma redução da distorção da forma de onda de saída. O inconveniente dessa topologia é o elevado número de dispositivos semicondutores necessários.



Outra possibilidade interessante é a conexão em cascata de inversores para a conversão de energia CC em CA, como apresentado na **Figura 3. 7**. Esta topologia é composta por dois inversores ponte completa em série. Cada ponte pode criar três níveis de tensão, permitindo a saída CA ter cinco níveis de tensão.



**Figura 3. 7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede com inversores em cascata.**

Uma topologia multinível em corrente foi proposta por Rodrigues (2004). A configuração idealizada é apresentada na **Figura 3. 8**.

Toda a lógica de controle responsável pela modulação MNC (multinível em corrente) é realizada pelas chaves do conversor *boost* MNC ( $S_1$  e  $S_2$ ). As chaves da ponte inversora ( $S_{1H}$ ,  $S_{1L}$ ,  $S_{2H}$  e  $S_{2L}$ ) são responsáveis apenas pela inversão da polaridade da corrente de saída do inversor, de modo a ser injetada com a mesma fase da tensão da rede.

Através de uma estratégia de controle adequada é possível garantir uma operação em cinco níveis e a divisão equilibrada da corrente entre as chaves do conversor MNC, os indutores de entrada ( $L_i$ ) e de equilíbrio ( $L_b$ ) devem operar em modo de condução contínua. A ondulação da corrente nestes elementos deve ser relativamente baixa para não

desfigurar a forma de onda multinível, comprometendo o seu conteúdo harmônico e a divisão equilibrada da corrente total do circuito entre as chaves  $S_1$  e  $S_2$ . Esta topologia apresenta como principal desvantagem o volume elevado dos seus elementos indutivos.

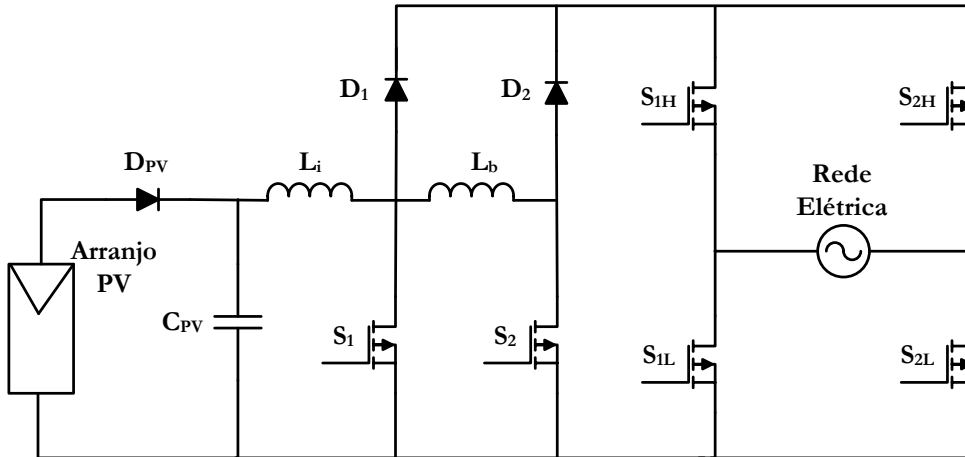


Figura 3. 8 - Sistema fotovoltaico baseado no inversor *boost* MNC 2 células.

Ambas as topologias apresentadas, inversor multinível em tensão e inversor multinível em corrente, não possuem isolamento galvânico entre os painéis fotovoltaicos e a rede elétrica. A fim de realizar o isolamento entre a rede e os painéis, algumas topologias utilizam um transformador de baixa frequência na saída do inversor. Neste caso, a indutância de dispersão do transformador ajuda a filtrar a corrente injetada na rede.

Outra vantagem é a possibilidade de utilizar um número reduzido de painéis fotovoltaicos conectados em série. Um exemplo dessa topologia foi proposto por Souza et al. (2001) e é apresentado na Figura 3. 9.

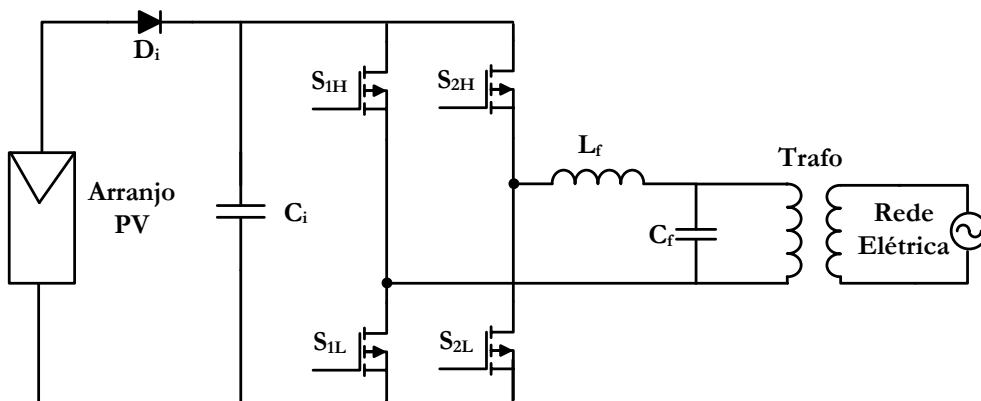
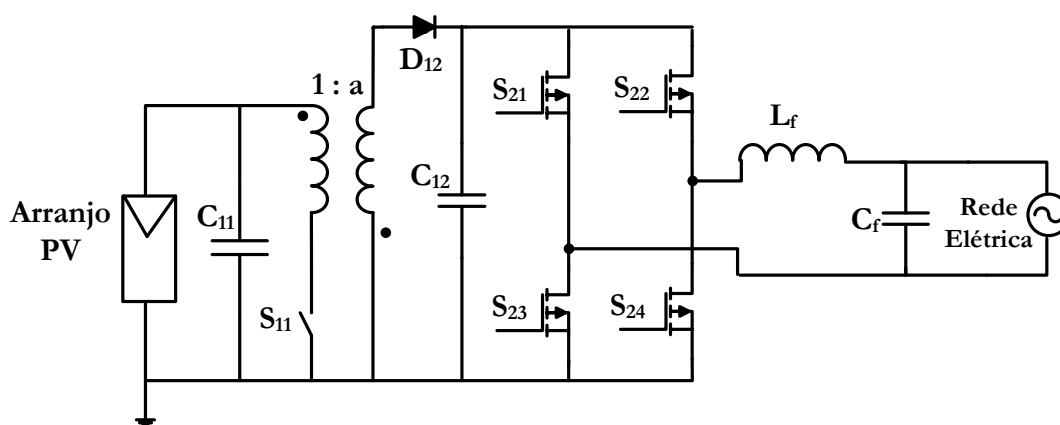


Figura 3. 9 - Inversor VSI PWM isolado.

A desvantagem dessa topologia é que o transformador, operando em baixa

frequência, eleva consideravelmente o peso e o volume do sistema.

Uma solução adotada por alguns autores para diminuir o volume e o peso global do sistema é o uso de conversores CC-CC isolados com transformadores de alta frequência com núcleo de ferrite. As desvantagens do emprego de conversores CC-CC isolados estão na complexidade das topologias e na existência de perdas devido ao chaveamento em alta frequência. Tais sistemas são normalmente formados por dois ou mais estágios de processamento de energia em cascata. O sistema apresentado na **Figura 3. 10**, proposto por Demonti & Martins (2001), é formado por um conversor CC-CC *flyback* em cascata com um inversor VSI PWM.



**Figura 3. 10** - Sistema fotovoltaico empregando o conversor CC-CC *flyback* em cascata com um inversor VSI.

Na topologia apresentada na **Figura 3. 10**, ambos os conversores são chaveados em 25 kHz. O conversor CC-CC é responsável pelo isolamento galvânico do arranjo fotovoltaico e pela adequação do nível de tensão aplicada à entrada do inversor. Já o inversor VSI, junto com o filtro de saída, é responsável pela síntese de uma corrente com baixa distorção harmônica e alto fator de potência.

Os conversores *flyback* apesar de proporcionarem excelente isolamento galvânico são indicados para níveis de potência na casa de dezenas de watts. Para potências elevadas devem ser empregados os conversores CC-CC *full-bridge* (Bose et al., 1984) ou *push-pull* (Merwe et al., 1998).

Em Demonti et al. (1999) é proposto um sistema fotovoltaico composto por três estágios de conversão: um conversor CC-CC *push-pull*, um conversor CC-CC *buck* e um inversor CSI. A topologia formada pela conexão em cascata desses três conversores é

apresentada na Figura 3. 11.

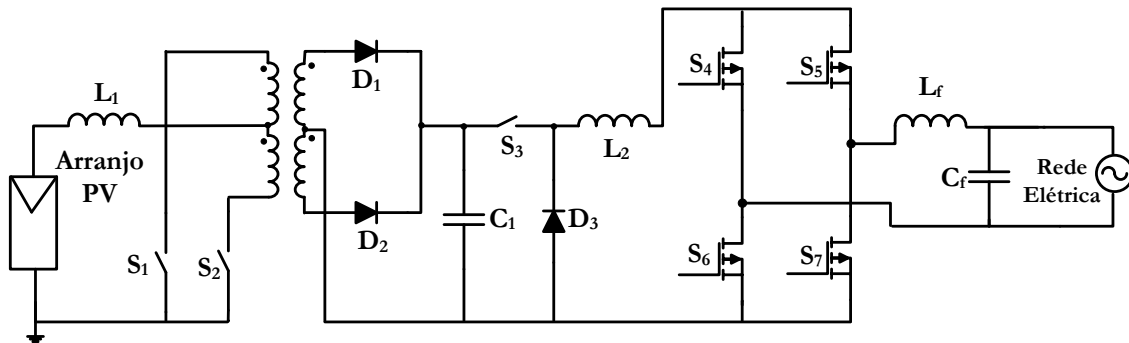


Figura 3. 11 - Sistema fotovoltaico com três estágios de processamento de energia.

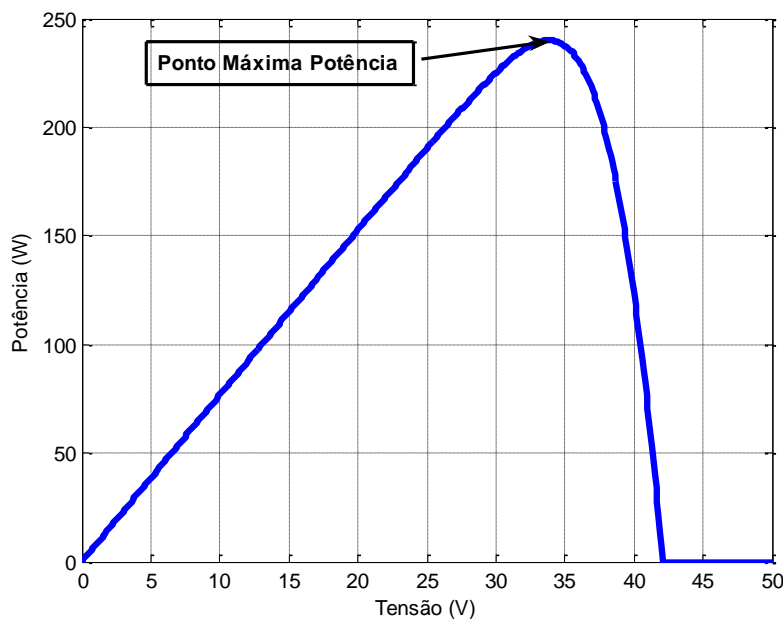
O primeiro estágio (conversor CC-CC *push-pull*) é chaveado em 20 kHz e é responsável pela isolamento galvânica dos painéis e por elevar a tensão a níveis convenientes para aos próximos estágios (próximo a 400 V). O segundo estágio (conversor CC-CC *buck*) é responsável por sintetizar uma corrente senoidal retificada, sendo também chaveado a 20 kHz. Já o terceiro estágio (inversor CSI) é chaveado na frequência da rede e tem a função de gerar uma corrente em fase com a tensão da rede elétrica.

Neste item foi apresentada uma amostra do universo que é o processamento e condicionamento de energia em sistemas fotovoltaicos. As topologias aqui abordadas apresentam as mais diversas configurações que servirão como base para a compreensão da estrutura que será estudada no Capítulo 4.

### 3.4 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência

O rastreamento do ponto de máxima potência é uma parte essencial dos sistemas fotovoltaicos. Sendo assim, diversos métodos têm sido desenvolvidos e implementados nos últimos anos (Chapman e Eseram, 2007), (Faranda et al., 2008). Estes métodos variam em complexidade, número de sensores necessários, velocidade de convergência, custo, eficiência, plataforma de implementação, entre outros fatores. Por esses fatores, a determinação de qual seja o melhor método não é uma tarefa simples. Cada técnica deve ser analisada levando em consideração sua aplicação.

Na **Figura 3. 12** é apresentada a curva de potência típica de um arranjo fotovoltaico.



**Figura 3. 12 - Curva Potência vs. Tensão de um Arranjo Fotovoltaico.**

O objetivo das técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) é encontrar automaticamente qual o ponto  $V_{MPP}$  ou  $I_{MPP}$  no qual o sistema opera na máxima potência. Deve-se salientar que, em condições específicas de sombreamento, é possível ter múltiplos pontos de máxima potência. Entretanto, na grande maioria dos casos tem-se um único ponto de máxima potência.

Algumas técnicas avançadas de rastreamento da máxima potência respondem a variações de temperatura e irradiação solar. Outras, de aplicações específicas, operam de forma mais eficiente quando a temperatura local não sofre variações muito extremas. Existem ainda, algumas técnicas capazes de responder automaticamente à degradação dos arranjos fotovoltaicos. Para isto, necessitam de complexos sistemas de controle, com elevada capacidade de processamento.

As principais técnicas empregadas são: (i) perturbação e observação, (ii) condutância incremental, (iii) amostragem da tensão de circuito aberto, (iv) controle por fração da corrente de curto-circuito, (v) controle por rede neural, (vi) controle por lógica *fuzzy* e (vii) tensão constante.

Neste item será apresentado um breve estudo sobre algumas das principais técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência.

### A. *Perturbação e Observação*

A técnica de perturbação e observação consiste em se promover uma perturbação da tensão de operação do arranjo fotovoltaico.

Analisando a Figura 3. 12 pode-se perceber que incrementando (decrementando) a tensão incrementa-se (decrementa-se) a potência gerada quando o arranjo PV opera no lado esquerdo do ponto de máxima potência. Portanto, quando há um incremento na potência, a subsequente perturbação deve ser mantida na mesma direção para alcançar o ponto de máxima potência (*MPP – Maximum Power Point*). De forma análoga, se há um decremento da potência, a direção da perturbação deve ser alterada. A lógica do algoritmo é resumidamente apresentada na Tabela 3. 2.

Tabela 3. 2 - Lógica da técnica de Perturbação e Observação.

<b>Perturbação</b>	<b>Mudança na Potência</b>	<b>Próxima Perturbação</b>
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva

Este processo deve ser repetido periodicamente até que o ponto de máxima potência seja alcançado, o sistema então oscila em torno do MPP. A oscilação pode ser minimizada reduzindo o tamanho do passo de perturbação. Entretanto, um pequeno passo de perturbação desacelera o algoritmo MPPT. Uma solução para esse conflito é ter um passo de perturbação variável, que fica menor quando se aproxima do ponto de máxima potência (Femia et al., 2005). Outra solução é um algoritmo com dois estágios, proporcionando um rastreamento rápido no primeiro estágio e um rastreamento fino no segundo estágio (Jain et al., 2004).

No entanto, o método da Perturbação e Observação (P & O) pode fracassar caso haja uma variação brusca das condições atmosféricas, como por exemplo, em caso de alteração rápida da irradiação solar. Um exemplo é ilustrado na Figura 3. 13. Começando a operação no ponto A, se as condições atmosféricas ficam praticamente constantes uma perturbação na tensão (V) levará a operação para o ponto B e a perturbação será invertida devido à diminuição da potência.

Entretanto, se a irradiação solar aumentar, a curva de potência é deslocada de  $P_2$

para  $P_1$  dentro do período de amostragem, neste caso o ponto de operação moverá de A para C. Isto representa um aumento na potência e a perturbação é mantida na mesma direção, conseqüentemente, o ponto de operação diverge do MPP e continuará divergindo se a irradiação solar continuar aumentando. Para assegurar que o ponto de máxima potência seja alcançado mesmo sob variações da irradiação, é apresentado em Hsiao & Chen (2002) um algoritmo de P&O modificado. O mesmo compara o ponto de máxima potência atual com dois pontos anteriores antes de tomar a decisão sobre o sentido da próxima perturbação, evitando assim que o sistema não opere no MPP.

Neste caso, dois sensores são usados para medir a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico e assim calcular a potência. Em topologias específicas de conversores pode-se estimar a potência utilizando apenas um sensor. Em Kasa et al. (2005) a corrente do arranjo fotovoltaico é estimada a partir da tensão, eliminando a necessidade de um sensor de corrente.

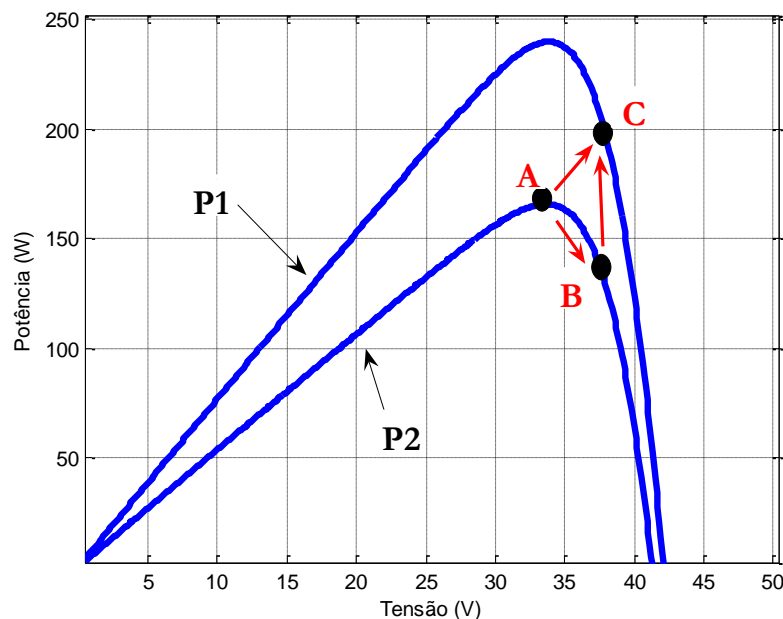


Figura 3. 13 - Divergência do algoritmo de Perturbação e Observação.

### B. Indutância Incremental

O método de indutância incremental é baseado no fato da inclinação da curva de potência do arranjo fotovoltaico ser zero no ponto de máxima potência, positiva no lado esquerdo do MPP e negativa do lado direito do MPP, como apresentado na equação (3.1) (Kuo et al., 2001).

$$\begin{cases} dP / dV = 0 \rightarrow \text{no MPP;} \\ dP / dV > 0 \rightarrow \text{no lado esquerdo do MPP;} \\ dP / dV < 0 \rightarrow \text{no lado direito do MPP.} \end{cases} \quad (3.1)$$

Como:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \approx I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.2)$$

A equação (3.1) pode ser reescrita como:

$$\begin{cases} \Delta I / \Delta V = -I / V \rightarrow \text{no MPP;} \\ \Delta I / \Delta V > -I / V \rightarrow \text{no lado esquerdo do MPP;} \\ \Delta I / \Delta V < -I / V \rightarrow \text{no lado direito do MPP.} \end{cases} \quad (3.3)$$

O ponto de máxima potência (MPP) pode então ser rastreado comparando a condutância instantânea ( $I/V$ ) com a condutância incremental ( $\Delta I/\Delta V$ ), como mostra a

Figura 3. 14.

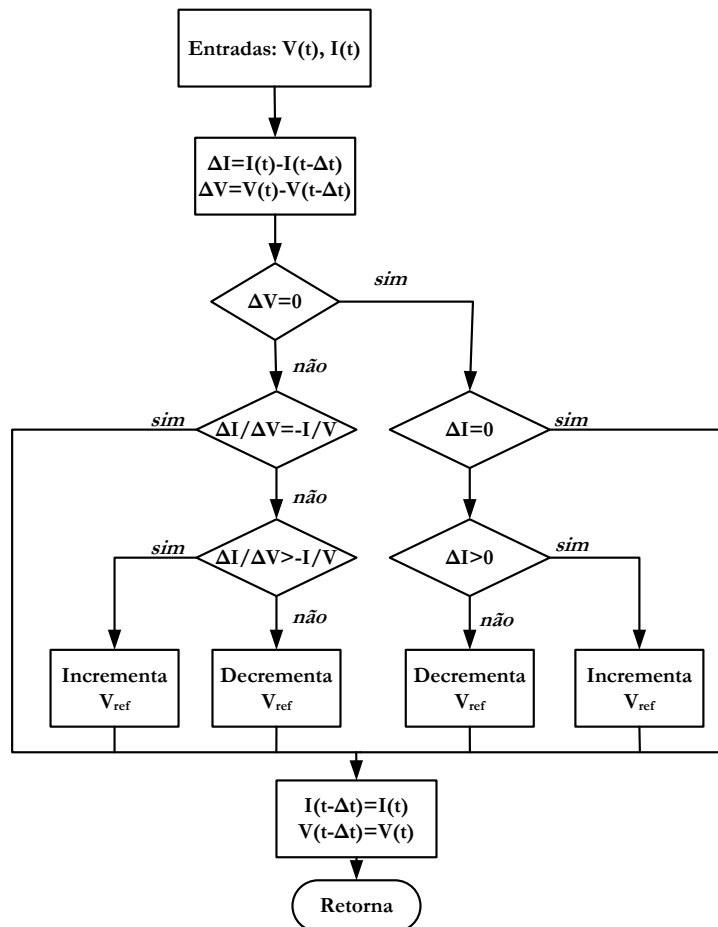


Figura 3. 14 - Algoritmo da condutância incremental



$V_{ref}$  é a tensão de referência na qual o arranjo fotovoltaico é forçado a operar. No ponto de máxima potência,  $V_{ref}$  é igual à  $V_{MPP}$ . Uma vez que o ponto de máxima potência é alcançado, a operação do arranjo fotovoltaico é mantida a menos que uma mudança no  $\Delta I$  seja notada, indicando uma diferença da condição atmosférica e conseqüentemente do MPP. O tamanho do incremento determina a velocidade de resposta do sistema de rastreamento do ponto de máxima potência. Um sistema de rastreamento rápido pode ser alcançado com um grande incremento, todavia o sistema irá forçar uma operação não exatamente no ponto de máxima potência e sim uma oscilação sobre este ponto.

### C. *Amostragem da tensão de circuito aberto do painel*

Esta técnica é baseada na relação entre a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e a tensão de máxima potência ( $V_{MPP}$ ) do arranjo fotovoltaico quando exposto a uma determinada irradiação solar (Masoum et al., 2002).

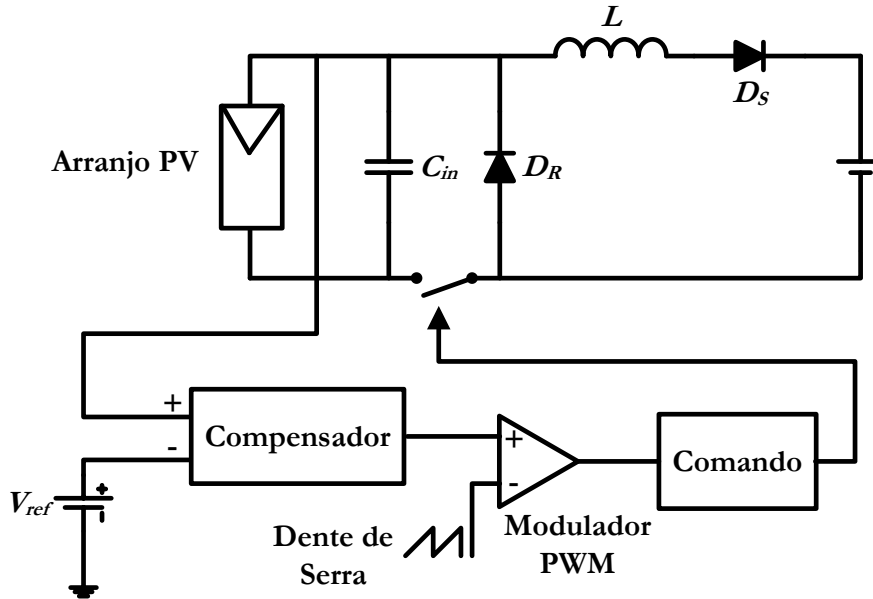
$$V_{MPP} \approx k_x \cdot V_{OC} \quad (3.4)$$

Sendo  $k_x$  uma constante proporcional que depende da irradiação e da temperatura com que o módulo fotovoltaico está operando. Seu valor varia entre 0,71 e 0,78.

Conhecendo o valor da constante  $k_x$  pode-se determinar  $V_{MPP}$  através da equação (3.4). O valor de  $V_{OC}$  é medido periodicamente desconectando o arranjo fotovoltaico do sistema e amostrando a tensão de circuito aberto. Entretanto, este procedimento incorre em algumas desvantagens, como por exemplo, perda momentânea de potência. Para prevenir isto, foi proposto por Hart et al. (1984) uma célula piloto a partir da qual o valor da tensão  $V_{OC}$  pode ser obtido. Estas células piloto devem ser cuidadosamente escolhidas para representar de maneira eficaz as características do arranjo fotovoltaico.

Uma vez que a tensão no ponto de máxima potência é aproximada, um circuito de controle pode ser usado para que o conversor de potência opere na tensão desejada. Este controle pode ser implementado tanto analogicamente quanto digitalmente, a opção por microcontroladores ou *DSP's* é mais flexível e viável de ser implementada, apesar de ser mais cara.

Um exemplo de uma implementação analógica é apresentado na **Figura 3. 15**.



**Figura 3. 15** - MPPT através da amostra da tensão  $V_{OC}$  do painel PV

A amostra da tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico é comparada com a tensão de referência, o erro é tratado por um compensador que gera um dos sinais de entrada do modulador PWM. O sinal de saída do modulador é utilizado como comando da chave do conversor Buck.

#### D. Controle por fração da corrente de curto-circuito

O controle por fração da corrente de curto-circuito resulta do fato que sob variação das condições atmosféricas, a corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MPP}$ ) tem uma relação aproximadamente linear com a corrente  $I_{SC}$  do arranjo fotovoltaico (Noguchi et al., 2000).

$$I_{MPP} \approx -k_y \cdot I_{SC} \quad (3.5)$$

Sendo  $k_y$  uma constante de proporcionalidade que geralmente varia de 0,78 a 0,92.

A principal dificuldade desse método é medir a corrente  $I_{SC}$  durante a operação do sistema. Para isso é necessário inserir uma chave adicional ao conversor para periodicamente curto-circuitar o arranjo fotovoltaico e então poder medir  $I_{SC}$  através de um sensor de corrente. O aumento do número de chaves semicondutoras tem como conseqüência um incremento no custo total do sistema fotovoltaico.

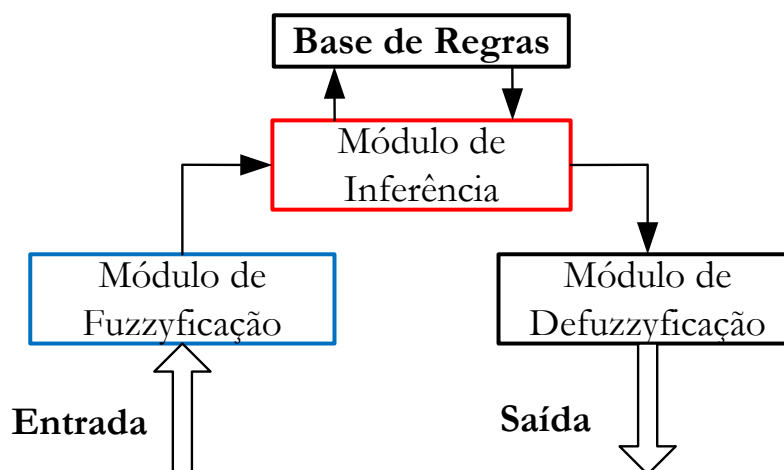
Em Yuvarajan & Xu (2003) é proposta uma solução que emprega um conversor Boost, onde a própria chave do conversor pode ser utilizada para curto-circuitar o arranjo

fotovoltaico.

### E. Controle por lógica Fuzzy

O controle por lógica *fuzzy* é uma ferramenta eficiente em determinadas aplicações devido aos seus potenciais benefícios em otimização dos custos de implementação. Nas últimas décadas, microcontroladores têm sido utilizados no rastreamento do ponto de máxima potência em arranjo fotovoltaico utilizando o controle por lógica *fuzzy* (Hiyama, T. et al., 1995).

A implementação dessa técnica de controle baseia-se em quatro módulos como apresentado na **Figura 3. 16**.



**Figura 3. 16 - Etapas de um sistema Fuzzy.**

- Módulo de fuzzyficação: módulo utilizado para modelar matematicamente a informação das variáveis de entrada por meio de um conjunto *Fuzzy*. Consiste na atribuição de termos lingüísticos a cada variável que representam os estados destas variáveis e a cada termo lingüístico, e é associado um conjunto *Fuzzy* por meio de uma função de pertinência.
- Módulo de base de regras: módulo onde se armazenam as variáveis e suas classificações lingüísticas.
- Módulo de inferência: módulo onde se definem os conectivos lógicos usados para estabelecer a relação *Fuzzy* que modela o conjunto de regras. O êxito do sistema depende da qualidade de implementação desse módulo.
- Módulo de defuzzyficação: o módulo traduz o estado da variável de saída *Fuzzy* a um

real numérico.

Em um sistema fotovoltaico, a potência instantânea de saída, é dada pelo produto da corrente e da tensão instantânea, logo para um determinado valor de irradiação, a função do estimador *Fuzzy* é procurar a tensão que possa manter o sistema operando no ponto de máxima potência.

$$P_{\max} = V_{\max} \cdot I_{\max} \quad (3.6)$$

As regras do estimador *Fuzzy*, indicadas na Tabela 3.3, foram propostas por Chuco, (2007) e são baseadas no princípio de mudanças de irradiação solar e temperatura.

**Tabela 3.3 - Regras do estimador *Fuzzy***

<b>I(W/m<sup>2</sup>)/T(°C)</b>	<b>TB</b>	<b>TM</b>	<b>TA</b>	<b>TMA</b>	<b>TMUA</b>
<b>IMB</b>	VUB	VUB	VUB	VUB	VUB
<b>IB</b>	VMA	VMA	VMA	VA	VA
<b>IBM</b>	VA	VA	VA	VMMA	VMMA
<b>IAM</b>	VMMA	VMMA	VMMA	VMMA	VMMA
<b>IA</b>	VMMA	VMMA	VMMA	VMMA	VMMA
<b>IMA</b>	VMMA	VMMA	VMMA	VM	VM
<b>IMUA</b>	VM	VM	VM	VBM	VBM
<b>IUA</b>	VBM	VBM	VBM	VBM	VBM
<b>IEUA</b>	VB	VB	VB	VB	VMMB
<b>IEUAE</b>	VMMB	VMMB	VMMB	VMMB	VMUB

O estimador *Fuzzy* adotado possui duas entradas: irradiação e temperatura. A irradiação possui 10 funções de pertinência na faixa [0,0 1000W/m<sup>2</sup>] e a temperatura possui cinco funções de pertinência na faixa [0,0 32°C], o que resulta em 50 regras. A saída é a tensão para a máxima potência, de 10 funções de pertinência na faixa [0,0 38V].

As funções de pertinência de irradiação são: Irradiação Muito Baixa (IMB), Irradiação Baixa (IB), Irradiação Baixa Média (IBM), Irradiação Alta Média (IAM), Irradiação Alta (IA), Irradiação Média Alta (IMA), Irradiação Média Ultra Alta (IMUA), Irradiação Ultra Alta (IUA), Irradiação Extra Ultra Alta (IEUA), e Irradiação Extra Ultra Alta Extremo (IEUAE). As funções de pertinência de temperatura são: Temperatura Baixa (TB), Temperatura Média (TM), Temperatura Alta (TA), Temperatura Muito Alta (TMA),

Temperatura Média Ultra Alta (TMUA). As funções de pertinência da tensão (saída) são: Tensão Ultra Baixa (VUB), Tensão Muito Ultra Baixa (VMUB), Tensão Muito Baixa (VMB), Tensão Média Muito Baixa (VMMB), Tensão Baixa (VB), Tensão Baixa Média (VBM), Tensão Média (VM), Tensão Média Muito Alta (VMMA), Tensão Alta (VA) e Tensão Muito Alta (VMA).

Através da estrutura apresentada é possível estimar a tensão ótima instantânea de operação de um arranjo fotovoltaico a partir dos dados de irradiação e temperatura instantânea para encontrar o ponto de máxima potência.

#### F. Controle por tensão constante

A técnica de rastreamento por tensão constante consiste em manter o arranjo fotovoltaico operando na tensão de máxima potência para uma dada temperatura.

Este método, apesar de simples, apresenta resultados satisfatórios, sendo até mesmo mais eficiente, para baixas intensidades de radiação solar, do que os métodos de perturbação e observação e condutância incremental (Faranda et al., 2008).

Observando a Figura 3. 17 pode-se constatar que a radiação solar tem pouca influência sobre a tensão de máxima potência ( $V_{MPP}$ ). Desta forma, um arranjo fotovoltaico operando no seu  $V_{MPP}$  para condições padrões de teste estará muito próximo do seu ponto de máxima potência dada uma temperatura.

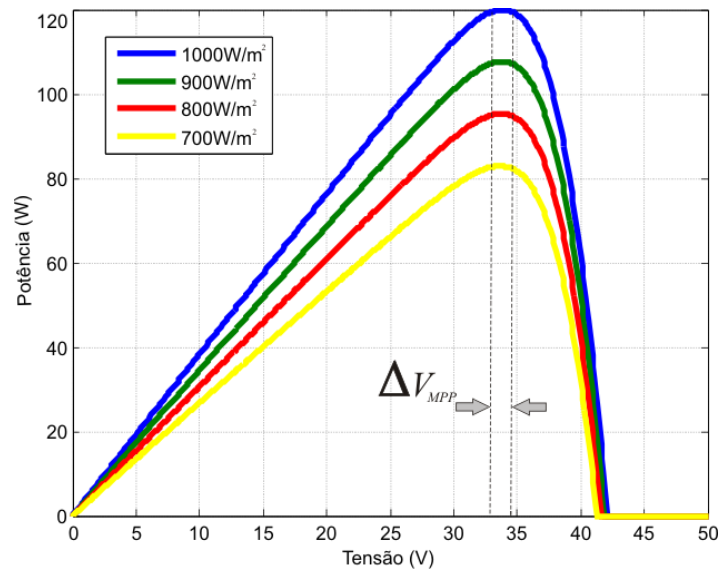


Figura 3. 17 - Curva P-V para diferentes níveis de radiação solar ( $T_a=25^\circ\text{C}$ ).

O método da tensão constante não requer nenhum parâmetro de entrada. Entretanto, o

monitoramento da tensão do arranjo fotovoltaico ( $V_{PV}$ ) é necessária a fim de se determinar a razão cíclica com que o conversor responsável pelo processamento da energia deve operar.

Este método apresentada ainda uma vantagem sobre as demais técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência aqui abordadas que é o baixo custo. Por este motivo, pela simplicidade e facilidade de implementação optou-se por empregar o método da tensão constante no circuito de processamento de energia que será abordado no próximo capítulo. Entretanto, deve-se salientar que esse método apresenta como principal desvantagem o fato de não responder a variações de temperatura.

Vale salientar que os métodos citados anteriormente são apenas exemplos de uma imensa lista de algoritmos. Chapman e ESRAM (2007) enumeram em sua bibliografia 91 artigos sobre algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), sejam propondo um novo método ou melhorias nos já existentes. Este número dá uma idéia da importância do tema no estudo de sistemas fotovoltaicos.

# Capítulo 4

## **Sistema Fotovoltaico Compacto Conectado à Rede Elétrica, com Rastreamento de Máxima Potência e Injeção de Corrente Quase-Senoidal**

Este capítulo discorre sobre uma alternativa topológica compacta de conversor em corrente aplicado ao processamento de energia em sistemas fotovoltaicos monofásicos, não-isolados, conectados à rede elétrica. O sistema empregado é capaz de injetar na rede uma corrente com baixa distorção harmônica enquanto rastreia o ponto de máxima potência do arranjo PV, baseado na técnica de tensão constante. Sua topologia é baseada em um inversor tipo VSI de único estágio, cujas chaves são controladas para fornecer uma corrente quase senoidal à rede, mantendo a tensão do arranjo fotovoltaico praticamente constante no ponto de máxima potência (MPP).

Diferentemente das topologias convencionais que empregam dois ou mais estágios de conversão para realizar as tarefas básicas de um sistema fotovoltaico (MPPT, etapa

inversora e injeção de corrente quase-senoidal) o que pode implicar em maior custo e menor eficiência, o sistema proposto mostra que todas essas funções podem ser integradas em um único estágio de potência a ser acionado, por sua vez, por um sistema simplificado e de baixo custo. A Figura 4. 1 ilustra os blocos básicos de um sistema de aproveitamento fotovoltaico a dois estágios. Conforme representado, a idéia aqui é integrar todas as funções básicas em um único estágio conversor.

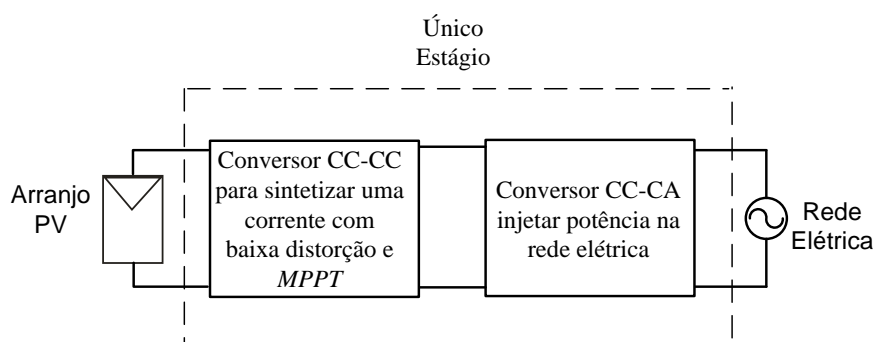


Figura 4. 1 - Diagrama de blocos do Sistema Proposto.

As simulações computacionais da topologia, que confere consistência ao conceito abordado, serão apresentadas no Capítulo 5. De modo a reproduzir com fidelidade o comportamento da topologia proposta, será utilizado nas simulações o modelo matemático do painel fotovoltaico BP SX-120 apresentado no Capítulo 2.

Grande parte dos conceitos exibidos neste capítulo foi apresentada, de uma forma sintética, na “*IEEE International Conference on Industrial Technology (IEEE-ICIT 2010)*” (Lacerda, et. al 2010).

Neste capítulo, serão revisadas as bases teóricas e topológicas que nortearam o emprego da estrutura compacta, bem como a metodologia de controle a ser empregada no rastreamento do ponto de máxima potência e injeção de corrente quase-senoidal (com baixa distorção harmônica).

## 4.1 Introdução

O sistema abordado permite, com um único estágio de processamento de energia, rastrear o ponto de máxima potência para diferentes condições de radiação solar e sintetizar uma corrente com baixa distorção harmônica e em fase com a tensão da rede



elétrica.

Toda a lógica de controle da topologia proposta é baseada na técnica de controle por corrente média, que pode ser implementada por um circuito integrado de baixo custo, como por exemplo, o UC3854. Esta técnica tem sido utilizada, principalmente, na área de correção ativa de fator de potência em fontes de alimentação (Dixon, 1988).

Na Figura 4. 2 é apresentado um diagrama generalizado de um conversor boost de alto fator de potência com controle por corrente média.

Tal abordagem de controle trabalha em ambos os modos de condução, contínuo e descontínuo, e pode produzir uma forma de onda de corrente de entrada com alta qualidade. Como citado anteriormente, já existem circuitos dedicados a esse tipo de controle, o mais comum deles é o UC3854 da Unitrode (adquirida pela Texas Instruments em 1999). O funcionamento deste circuito é baseado na sintetização de uma corrente de referência,  $I_{ref}$ , que irá monitorar a corrente de entrada. Esta corrente de referência é proveniente de um bloco multiplicador.

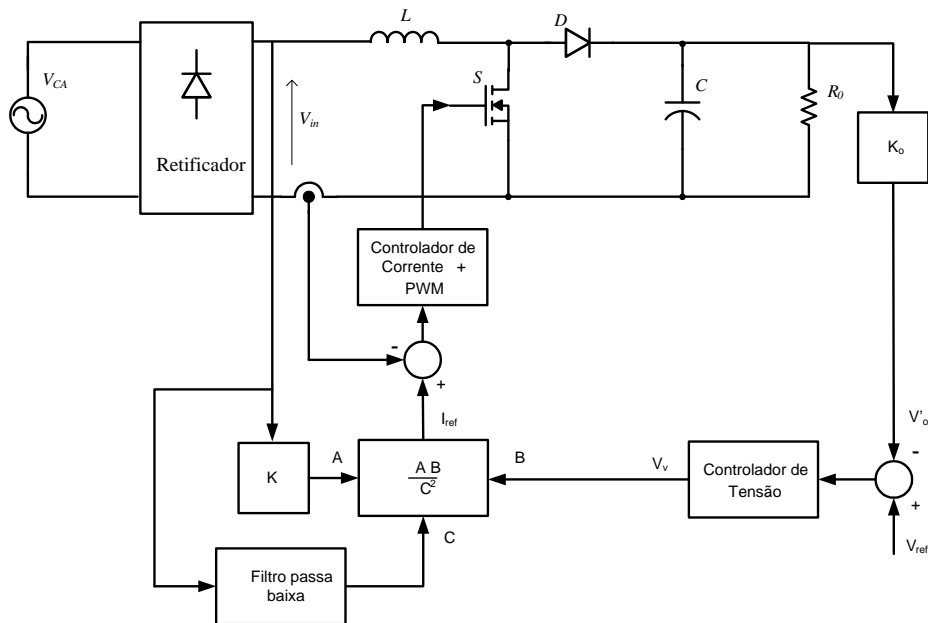


Figura 4. 2 - Diagrama do conversor boost com controle por corrente média.

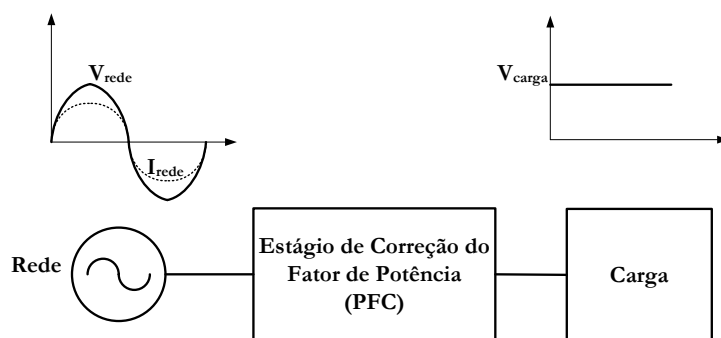
A entrada A é responsável pelo sincronismo entre a corrente e a tensão de entrada, definindo a forma de onda e a frequência da corrente de referência,  $I_{ref}$ . A entrada B, que é a saída do controlador de tensão, ajusta a amplitude da corrente de referência conforme a variação da carga. Por fim, a entrada C, realimentação da tensão de entrada, informa ao

bloco multiplicador um nível CC proporcional ao valor eficaz da tensão de entrada. Através desta entrada é possível ajustar a amplitude da corrente de referência conforme a variação da tensão de entrada. Desta forma, quando houver um acréscimo de carga (o que resulta em redução instantânea da amplitude da tensão na entrada) o sistema de controle atua aumentando a corrente de referência, garantido assim que a tensão de saída fique praticamente constante. Vale observar que, devido à natureza própria do conversor boost, a amplitude da tensão de saída (na carga  $R_o$ ) deve ser superior ao pico da tensão de entrada, garantindo o modo de condução contínua (CCM) no indutor L.

Na saída do bloco que computa o erro entre a referência de corrente,  $I_{ref}$ , e a corrente retificada medida encontra-se o controlador de corrente e o sistema de modulação (*driver*) PWM. O *driver* PWM é composto de um comparador, uma fonte de tensão dente de serra e um circuito de comando apropriado para disparo do semicondutor de potência. Os blocos K e  $K_o$  representam ganhos necessários para equacionar o balanço de potência.

Neste sistema, é ideal que a corrente de entrada apresente a mesma forma de onda da tensão da rede e esteja em fase com ela para que se obtenha uma baixa distorção harmônica e, conseqüentemente, um elevado fator de potência. A fim de garantir uma boa regulação do sistema, a tensão de saída deve se manter praticamente constante para diferentes condições de carga e variações da tensão de entrada.

Na Figura 4. 3 é apresentado o diagrama de blocos simplificado de correção ativa do fator de potência empregando a metodologia de controle por corrente média.



**Figura 4. 3 - Diagrama de blocos simplificado da correção ativa do fator de potência empregando o método de controle por corrente média.**

De forma análoga, no sistema fotovoltaico proposto, a tensão nos terminais do arranjo PV deve ser mantida constante no valor de  $V_{MPP}$  para que o sistema opere transferindo a máxima energia disponível. Além disso, o sistema de controle deve atuar

fazendo com que a corrente de saída do estágio de processamento de energia (que é injetada na rede elétrica) tenha a mesma forma de onda e esteja em fase com a tensão da rede comercial. Na Figura 4. 4 é apresentado um diagrama de blocos simplificado do processamento de energia fotovoltaica com controle por corrente média. É relativamente intuitiva a analogia com o caso representado na Figura 4. 3.

Um estudo detalhado de todo o sistema de controle empregado no estágio de processamento de energia, abordando o projeto dos reguladores das malhas de tensão e corrente bem como as características peculiares do UC3854, será apresentado no decorrer deste capítulo.

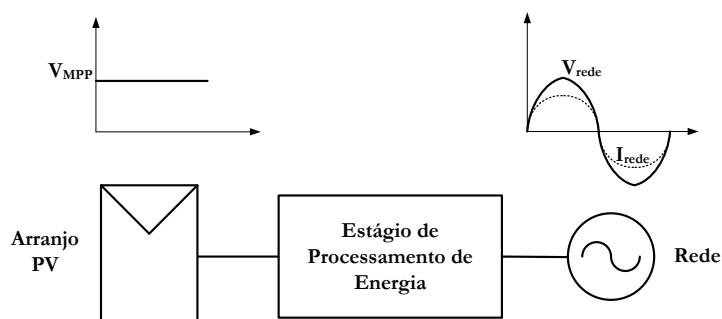


Figura 4. 4 - Diagrama de blocos simplificado do processamento de energia solar fotovoltaico empregando o controle por corrente média.

## 4.2 Sistema Abordado

Para facilitar a compreensão do estágio de processamento de energia abordado, o mesmo será analisado em duas etapas. Primeiramente será considerada uma topologia formada por dois estágios de potência. Após o estudo desta topologia, será apresentado o processo de integração dos conversores que resulta em uma topologia com único estágio.

### 4.2.1 Processamento de Energia: Dois Estágios

A idealização do estágio de processamento de energia inicia-se com a combinação de dois conversores estáticos: um conversor CC-CC *buck* e um inversor fonte de corrente

(CSI – *current source inverter*), que são exatamente os análogos do retificador de tensão e do conversor boost, respectivamente, representados na Figura 4. 2. Ambas as topologias são apresentadas na Figura 4. 5.

O inversor CSI necessita de uma fonte de corrente constante, no seu lado CC, para sua operação convencional. Com os seus interruptores conduzindo alternadamente ( $S_1$  e  $S_4$ ,  $S_2$  e  $S_3$ ) a tensão senoidal da rede é vista como retificada em seu lado CC ( $v_{cc}$ ). Já o conversor CC-CC *buck* tem característica de fonte de corrente na saída. A fonte de corrente  $I_o$  representa a natureza indutiva do conversor.

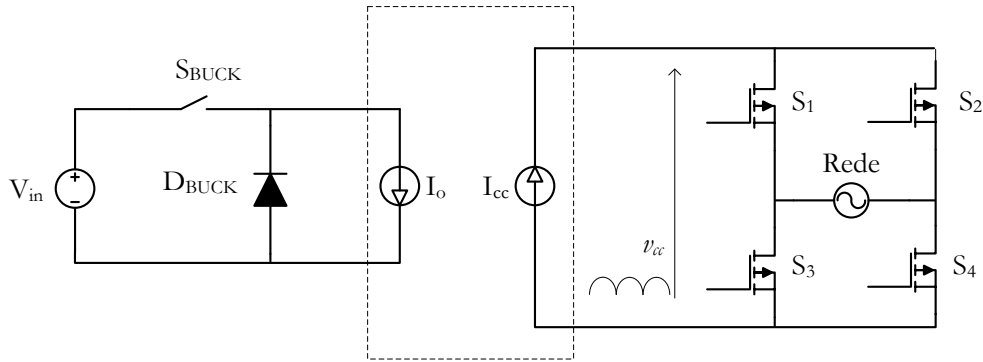


Figura 4. 5 - Idealização do estágio de processamento de energia.

Conectando ambos os conversores em cascata dá-se origem à topologia apresentada na Figura 4. 6. Com a combinação dos conversores, dois elementos das topologias originais são integrados: as fontes de corrente  $I_o$  e  $I_{cc}$ . A característica indutiva do conversor, representada anteriormente pela fonte  $I_o$ , é garantida pelo indutor  $L$ . A fonte de tensão de entrada  $V_{in}$  é substituída pelo arranjo fotovoltaico.

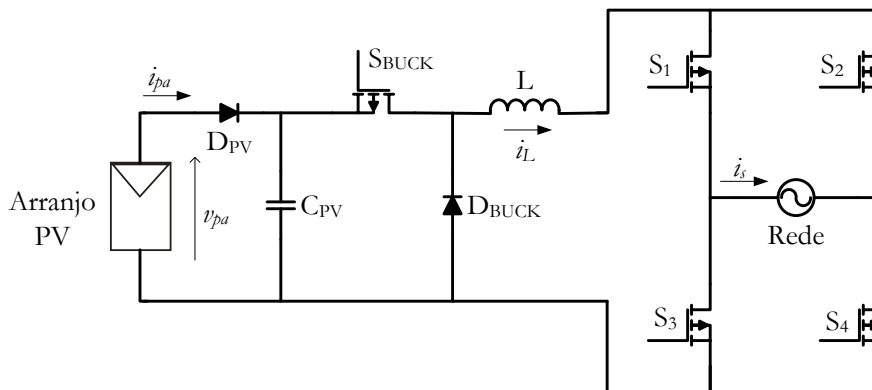
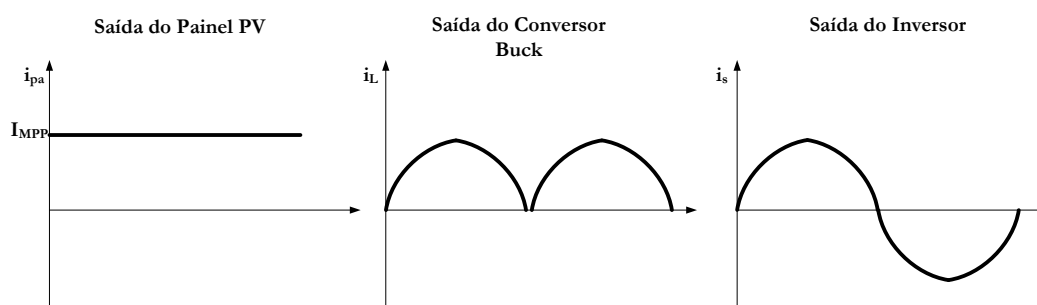


Figura 4. 6 - Conversor buck em cascata com um inversor CSI.

O estágio simplificado de processamento de energia agora considerado consiste na

conexão em cascata de um conversor *buck*, operando em alta frequência, com um inversor de corrente monofásico, cujos interruptores são acionados alternadamente na frequência da rede. Em analogia ao sistema PFC da Figura 4. 2, a tensão de entrada do painel PV deve ser sempre superior ao pico da tensão da rede, a fim de garantir uma corrente CCM no indutor L ao longo do semiciclo da rede elétrica. Tal exigência irá determinar o arranjo de painéis necessário à injeção de potência com corrente de baixa distorção (quase-senoidal).

A corrente de saída do conversor *buck* tem formato de uma senóide retificada com frequência de 120 Hz. A modulação dessa corrente é feita em alta frequência pelo interruptor  $S_{BUCK}$  e pelo diodo  $D_{BUCK}$ . Esta forma de onda retificada é aplicada ao inversor de corrente que é responsável pela inversão da polaridade da corrente de saída do inversor através do chaveamento dos interruptores  $S_1, S_2, S_3$  e  $S_4$ . As formas de onda das correntes nos diversos pontos do circuito de processamento de energia são apresentadas na Figura 4. 7.



**Figura 4. 7 - Forma de onda das correntes em diversos pontos do estágio de processamento de energia.**

A fonte de tensão na entrada do conversor *buck* é composta por um arranjo fotovoltaico que alimenta o estágio de processamento de energia. Um capacitor  $C_{PV}$  é inserido na saída do arranjo fotovoltaico proporcionando um desacoplamento entre os painéis PV e a rede elétrica. O emprego desse capacitor permite uma operação mais estabilizada dos painéis PV, facilitando a implantação do sistema de rastreamento do ponto de máxima potência.

O diodo  $D_{PV}$  é inserido entre os painéis fotovoltaicos e o capacitor de entrada para evitar que este se descarregue sobre o arranjo PV, o que resultaria em perda de energia.

Toda lógica responsável por manter o arranjo fotovoltaico operando no ponto de máxima potência e sintetizar uma corrente com baixa distorção harmônica concentra-se no comando dos interruptores do conversor *buck*. O circuito CC-CA (inversor CSI) é

responsável apenas pela inversão alternada (a cada semiciclo da rede) da corrente de saída do conversor *buck*, de modo a injetar na rede elétrica uma corrente em fase com a tensão comercial.

Um estudo detalhado sobre o sistema de controle será apresentado na seção 4.3. Entretanto, antes do projeto das malhas de realimentação deve-se modelar o sistema em estudo.

### 4.2.2 Modelagem do Sistema

O primeiro passo para determinar os reguladores das malhas de tensão e de corrente é modelar o conversor *buck* apresentado na Figura 4. 8. Nesta figura, o inversor CSI conectado à rede foi representado pela tensão senoidal retificada  $v_o$ , cujo pico de tensão vale  $V_p$ . Sabe-se também que a frequência angular da tensão retificada é  $2\omega$  (o dobro da frequência angular da tensão da rede elétrica).

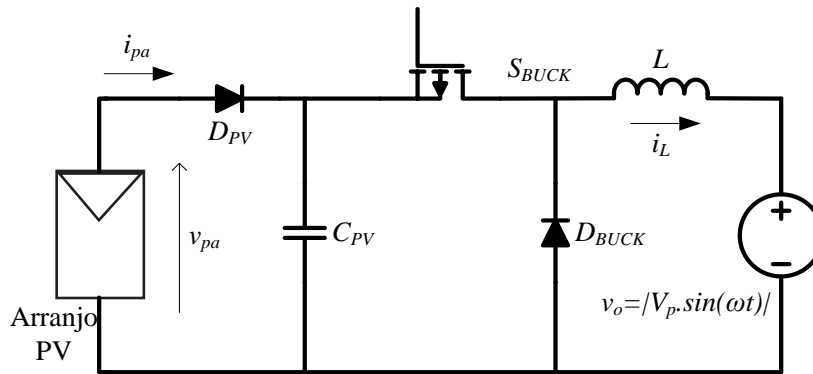


Figura 4. 8 - Sistema PV a dois estágios (conversor *buck* em cascata com um inversor, aqui representado pelo fonte  $v_o$ ).

Na modelagem do sistema foi adotado o modelo simplificado da célula de comutação PWM (PWM *switch*) proposto em Vorperian (1990), que consiste em linearizar o efeito do interruptor, transformando-o em um circuito equivalente composto apenas por componentes lineares. O modelo da chave PWM aplicado ao conversor *buck* é apresentado na Figura 4. 9, em que as perturbações na tensão do painel e da rede foram desconsideradas (operação em regime, em torno de um ponto de trabalho), de forma que apenas a

contribuição das perturbações na razão cíclica,  $\hat{d}$ , foram usadas para definir a dinâmica da corrente em  $L$ . Vale mencionar que tanto a tensão do painel quanto a tensão da rede elétrica possuem dinâmicas significativamente mais lentas se comparadas à ação PWM em alta frequência no interruptor *buck*, o que justifica considerar apenas as contribuições da perturbação  $\hat{d}$  nas fontes independentes do modelo. Por simplicidade, também não foram incluídas as resistências internas (série) das fontes de tensão e do indutor.

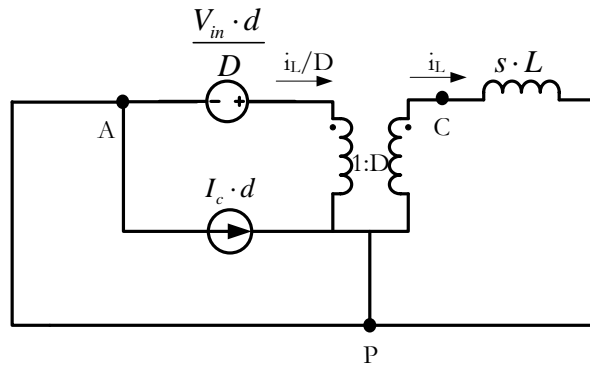


Figura 4. 9 - Modelo da chave PWM aplicado ao conversor *buck*.

A relação entre a corrente no indutor e a razão cíclica do interruptor pode ser determinada pela equação (4.2.1).

$$\frac{V_{in} \cdot d}{D} \cdot D = L \cdot s \cdot I_L(s) \quad (4.2.1)$$

Sendo  $V_{in} = V_{pa}$ , que é a tensão no terminal do arranjo fotovoltaico. Considerando  $d(s)$  a Transformada de Laplace da perturbação na razão cíclica, tem-se que:

$$\frac{I_L(s)}{d(s)} = \frac{V_{pa}}{s \cdot L} \quad (4.2.2)$$

Analisando a equação (4.2.2) verifica-se que a planta possui um pólo em zero e um ganho igual à  $V_{pa}/L$ .

Como o sistema de controle varia a razão cíclica desde aproximadamente 100% até cerca de 0%, a fim de manter o arranjo fotovoltaico operando próximo do ponto de máxima potência para uma dada excursão da corrente no indutor, deve-se determinar qual é o ponto de operação mais representativo antes de projetar os reguladores.

O ganho estático “instantâneo” do conversor *buck* é dado por:

$$\frac{v_o(t)}{V_{pa}} = d(t) \quad (4.2.3)$$

Sendo:  $v_o(t) = |V_p \cdot \sin(\omega t)|$ .

Quando a tensão de saída do conversor *buck* é máxima ( $v_o = V_p$ ) a razão cíclica  $d(t)$  também deve ser máxima a fim de manter a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico constante e igual a  $V_{MPP}$ . É neste ponto,  $d(t) = D = V_p / V_{pa}$  que as tensões e correntes no conversor são máximas. Isto indica que nesta situação é importante garantir a estabilidade do sistema controlado. Sendo assim, este ponto de trabalho será utilizado para o projeto dos reguladores.

### 4.3 Sistema de Controle

O sistema de controle do estágio de processamento de energia abordado deve garantir que a tensão de entrada seja regulada e que a corrente de saída possua uma forma de onda proporcional à tensão de saída (característica resistiva), ou seja, uma forma de onda senoidal e em fase com a tensão da rede elétrica. Desta forma, o sistema de controle completo deve prever duas malhas de controle distintas, tal como no esquema da Figura 4. 2. Tais malhas são descritas a seguir.

Como o sistema de controle deve ser capaz de controlar a forma de onda da corrente de saída, é introduzida uma malha para controlar a corrente no indutor, cujo sinal de referência deve estar em fase com a tensão de saída retificada. O diagrama de blocos da Figura 4. 10 representa este laço de realimentação.

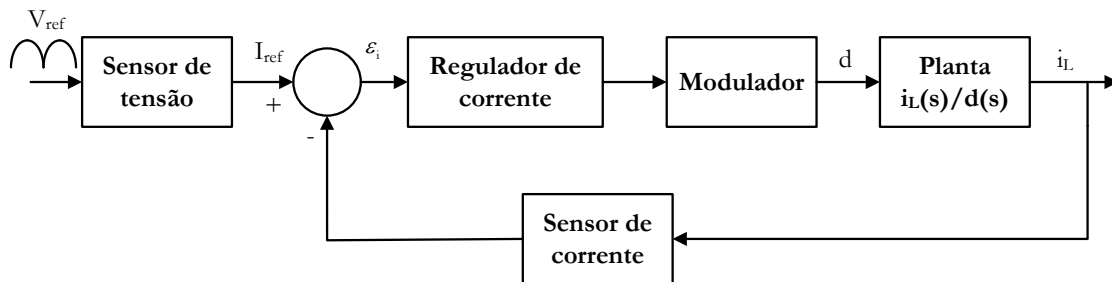


Figura 4. 10 - Diagrama de blocos da malha de corrente.



O sinal de referência ( $I_{ref}$ ) é comparado com a corrente no indutor ( $I_L$ ), a fim de se obter o erro de corrente  $\epsilon_i$ . Por sua vez, o sinal de erro ( $\epsilon_i$ ) é aplicado ao regulador de corrente, tendo na saída do modulador a razão cíclica instantânea  $d$ .

Como a amplitude da corrente no indutor afeta diretamente a tensão de saída do arranjo fotovoltaico é incluída uma malha externa de regulação de tensão.

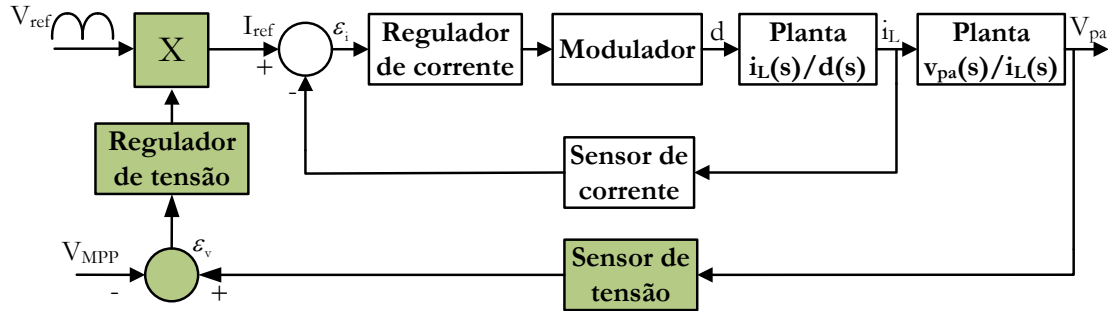


Figura 4. 11 - Diagrama de blocos das malhas de corrente e tensão (em destaque).

Quando a tensão de saída do arranjo fotovoltaico for menor que a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MPP}$ ), a malha de tensão deve atuar diminuindo a amplitude da corrente do arranjo fotovoltaico e conseqüentemente, deslocando o ponto de operação (PO) para a direita em direção ao ponto de máxima potência (MPP), como está representado na Figura 4. 12 (a).

Por outro lado, quando a tensão  $V_{pa}$  for maior que  $V_{MPP}$ , a malha de tensão deve atuar aumentando a amplitude da corrente  $I_{pa}$ , deslocando o ponto de operação (PO) para a esquerda em direção ao ponto de máxima potência (MPP).

Como a realimentação da tensão de entrada é lenta, o sistema de controle atuaria lentamente para corrigir uma variação da tensão de saída. Buscando otimizar a resposta do sistema de controle é empregada uma alimentação direta da tensão da rede, conforme explicado a seguir.

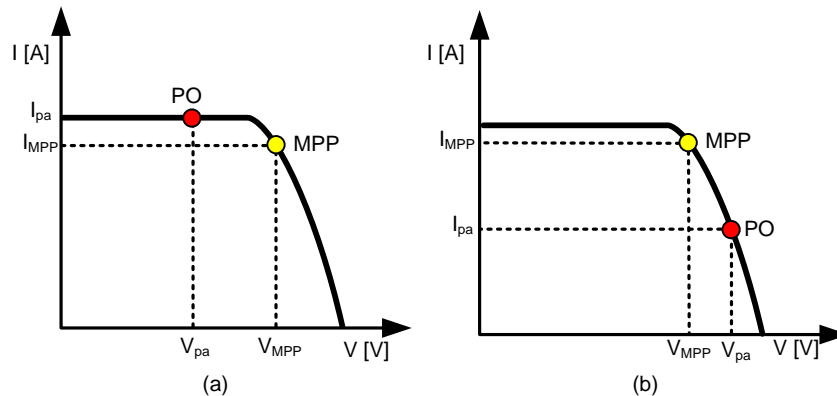


Figura 4. 12 - Curva VxI de uma arranjo fotovoltaico.

A alimentação direta modifica a amplitude da corrente de referência para manter a tensão do arranjo fotovoltaico constante, no ponto de máxima potência, mesmo com variações na tensão da rede elétrica, conforme ilustra a Figura 4. 13. Nesta figura, a tensão indicada  $V_{ref}$  é obtida da tensão da rede retificada, de forma a agir rapidamente na definição do nível de corrente de referência,  $I_{ref}$ .

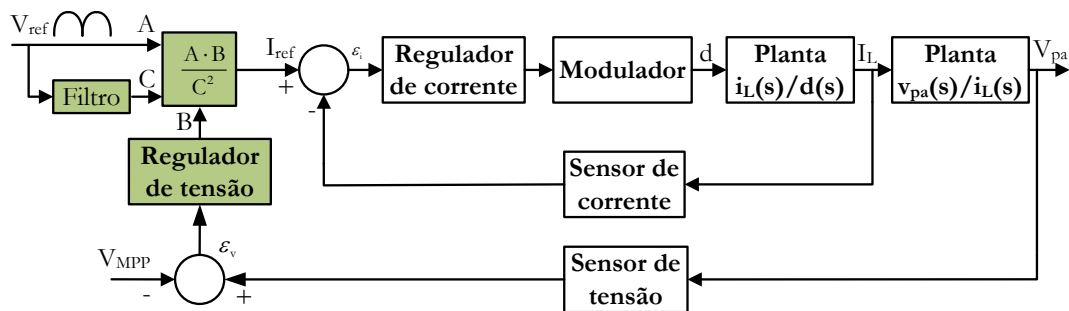


Figura 4. 13 - Digrama de blocos do sistema de controle com as três malhas de realimentação.

No diagrama de blocos da Figura 4. 13 são apresentadas as malhas de realimentação responsáveis pelo controle do estágio de processamento da energia fotovoltaica. Nas seções 4.3.1 e 4.3.2 serão apresentados os projetos dos reguladores de corrente e tensão, respectivamente.

### 4.3.1 Malha de realimentação da corrente

Uma vez que o objetivo da malha de realimentação da corrente é garantir que a corrente no indutor tenha a mesma forma de onda da tensão retificada, é desejável que a malha de controle interna tenha uma ampla largura de banda para que se tenha baixa distorção harmônica (Dixon, 1988).

O regulador de corrente adotado é do tipo proporcional-integral com filtro passa-baixa (Figura 4. 14), também conhecido como controlador tipo 2.

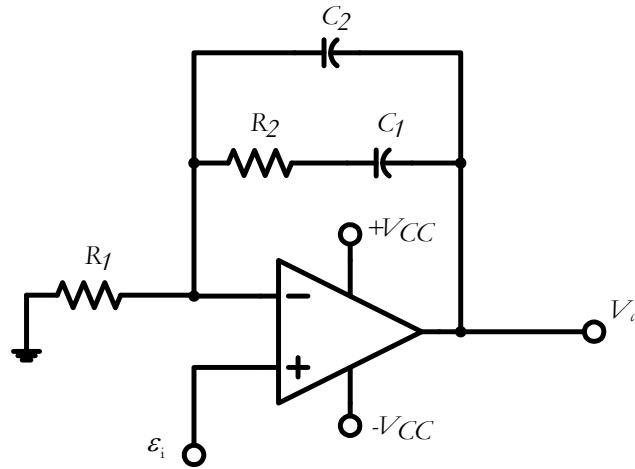


Figura 4. 14 - Regulador de Corrente.

Sua função de transferência é apresentada em (4.2.4).

$$\text{Re } g_{(1)}(s) = k_c \cdot \frac{s + z_c}{s(s + p_c)} \quad (4.2.4)$$

Para minimizar o efeito da frequência de chaveamento,  $f_s$ , na malha de corrente (pois se  $f_s$  aparecer na saída do regulador de corrente com um elevado valor haverá instabilidade na dinâmica de controle do sistema), é recomendado alocar o zero do regulador duas décadas abaixo da frequência de chaveamento,  $f_s$ :

$$z_c = \frac{\omega_z}{100}. \quad (4.2.5)$$

Entretanto, esta frequência não pode ser muito baixa, pois quanto menor a frequência do zero ( $f_z$ ) pior é a resposta dinâmica do sistema (Demonti, 1998).

A fim de garantir uma ampla largura de banda, o segundo pólo do regulador de corrente deve estar alocado pelo menos uma década acima da frequência do zero:

$$p_c = 10 \cdot \omega_z. \quad (4.2.6)$$

De acordo com a Figura 4. 14, o primeiro pólo está alocado na origem, 0 Hz.

A Figura 4. 15 mostra a resposta do regulador de corrente com os seus principais pontos representados.

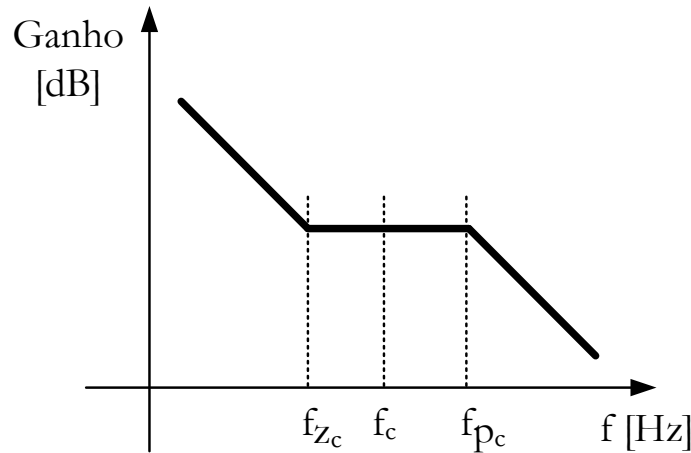


Figura 4. 15 - Diagrama assintótico da resposta do regulador de corrente.

Sendo  $f_c$  a frequência do cruzamento por zero da resposta do conversor com o regulador. As frequências  $f_{zc}$  e  $f_{pc}$  podem ser calculadas pelas expressões (4.2.7) e (4.2.8), respectivamente.

$$f_{zc} = \frac{1}{2\pi \cdot R_2 \cdot C_1} \quad (4.2.7)$$

$$f_{pc} = \frac{C_1 + C_2}{2\pi \cdot R_2 \cdot C_1 \cdot C_2} \quad (4.2.8)$$

O ganho do regulador é dado pela expressão (4.2.9).

$$k_c = \frac{1}{R_1 \cdot C_2} \quad (4.2.9)$$

Este controlador, em baixas frequências, atua como um integrador fazendo com que o erro de estado estacionário do sistema seja nulo. O par pólo-zero provoca uma região de ganho constante no diagrama de Bode (Figura 4. 15). Para altas frequências o controlador se comporta como um filtro passa-baixas, proporcionando uma boa rejeição dos ruídos existentes devido ao chaveamento do conversor.

### 4.3.2 Malha de realimentação da tensão

A malha de realimentação da tensão, também denominada de malha de controle externa, é formada por um circuito somador inversor em cascata com um filtro passa-baixa inversor (Figura 4. 16).

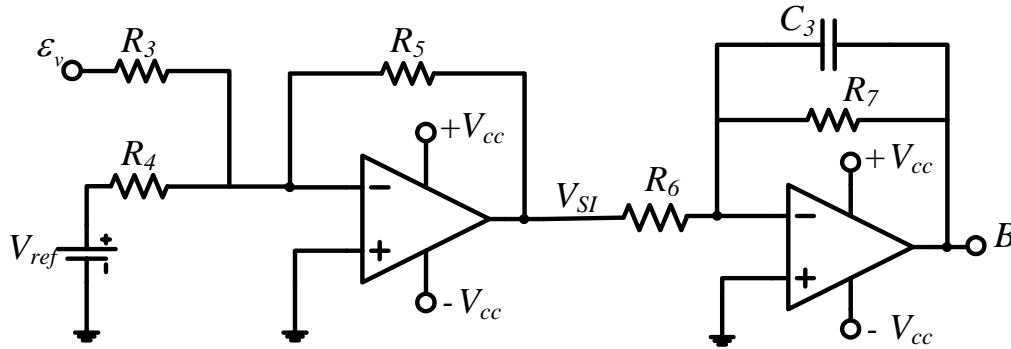


Figura 4. 16 - Regulador de tensão.

A tensão de saída do circuito somador é a soma ponderada dos sinais de entrada:

$$V_{SI} = -\frac{R_5}{R_4} \cdot \varepsilon_v - \frac{R_5}{R_3} \cdot V_{ref}. \quad (4.2.10)$$

Considerando  $R_3 = R_4 = R_5$  tem-se que:

$$V_{SI} = -(\varepsilon_v + V_{ref}). \quad (4.2.11)$$

Quando  $V_{pa}$  é maior que  $V_{MPP}$ ,  $\varepsilon_v$  é positivo e o módulo de  $V_{SI}$  é maior que a tensão de referência. Como conseqüência, tem-se um aumento do sinal B que eleva a amplitude da corrente de referência. Para compensar este aumento da corrente de referência, o ponto de operação do arranjo fotovoltaico se desloca no sentido do MPP (*Maximum Power Point*).

Por outro lado, quando  $V_{pa}$  é menor do que  $V_{MPP}$ ,  $\varepsilon_v$  é negativo e o módulo de  $V_{SI}$  é menor do que  $V_{ref}$ . Consequentemente, há um decremento no valor do sinal B que diminui a amplitude da corrente de referência. Esta alteração na amplitude de  $I_{ref}$  faz com que a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico diminua, deslocando o ponto de operação no sentido do MPP.

Quando o sistema está operando no ponto de máxima potência,  $\varepsilon_v$  é zero e  $V_{SI} = -V_{ref}$ . Nesta situação, a corrente de referência tem a amplitude necessária para que  $I_{pa}$  seja igual à  $I_{MPP}$ .

É essa lógica de controle que faz com que o arranjo fotovoltaico opere muito próximo do ponto de máxima potência para diferentes valores de radiação solar.

Para que a ondulação de 120 Hz, presente nos terminais do arranjo fotovoltaico, não apareça na saída do regulador de tensão (provocando distorção na corrente de referência e conseqüentemente redução do fator de potência da topologia proposta), é inserido um filtro passa-baixa em série com o circuito somador.

A função de transferência do filtro passa-baixa é apresentada em (4.2.12).

$$\frac{B(s)}{V_{SI}(s)} = -\frac{k_v}{(1+s \cdot p_v)} \quad (4.2.12)$$

O ganho  $k_v$  do filtro passa-baixa é dado por:

$$k_v = \frac{R_7}{R_6}. \quad (4.2.13)$$

A frequência de corte do filtro pode ser calculada pela expressão (4.2.14).

$$f_{p_v} = \frac{1}{2\pi \cdot R_7 \cdot C_3} \quad (4.2.14)$$

O diagrama assintótico do filtro passa-baixa é apresentado na Figura 4. 17.

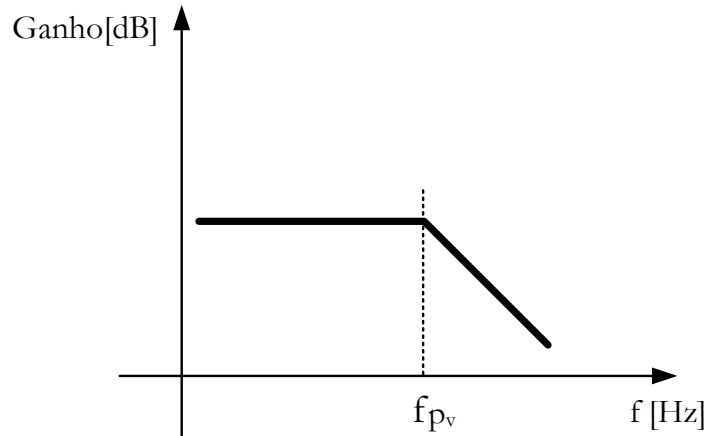


Figura 4. 17 - Diagrama assintótico da resposta do filtro passa-baixa.

### 4.3.3 Filtro de alimentação direta (ação *feedforward*)

O último passo importante a ser analisado é a ação de alimentação direta (*feedforward*) da tensão de entrada sobre a malha de controle. Esta é responsável pela regulação da tensão do arranjo fotovoltaico quando ocorrem flutuações na tensão da rede.

A tensão da rede é retificada, atenuada e filtrada, informando um valor de tensão CC proporcional ao seu valor eficaz, na Figura 4. 13 esse valor é caracterizado pelo sinal C. Desta forma, a corrente de referência é ajustada conforme variação da tensão da rede. A realimentação direta é comumente utilizada como sendo um filtro passa-baixa de pólo duplo. A Figura 4. 18 apresenta a ação *feedforward* de controle da tensão da rede.

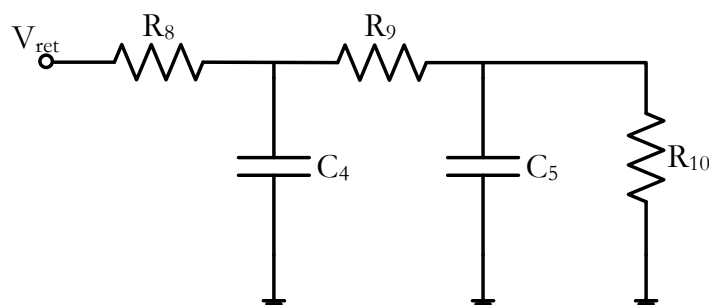


Figura 4. 18 - Filtro passa-baixa duplo (ação *feedforward*).

O filtro passa-baixa de pólo duplo apresenta respostas rápidas a transientes, provoca uma atenuação suficiente na ondulação além de ter a vantagem de melhorar o fator de potência, pois a terceira harmônica de corrente, devido à ação *feedforward*, está em fase com a tensão da rede (Zimmermann, 2004).

Os pólos do filtro de segunda ordem devem ser posicionados em uma frequência muito menor que a frequência mínima da rede. Normalmente, alocam-se os pólos uma década abaixo da harmônica de segunda ordem. Assim, é possível ter uma boa resposta com baixa distorção e pouco atraso no valor da tensão de saída.

O diagrama do circuito de processamento de energia contemplando todas as malhas de realimentação é apresentado na Figura 4. 19. Pode-se observar que o sensor de tensão utilizado é um divisor resistivo, onde a tensão é amostrada e comparada com a tensão de referência ( $V_{MPP}$ ). O resultado é aplicado ao regulador de tensão (Reg. V), cujo sinal de saída é a entrada B do bloco multiplicador.

O sinal A, que fornece o formato desejado da corrente no indutor, é obtido de uma amostra da tensão da rede que passa por um retificador de onda completa.

O sinal de saída do regulador de corrente (Reg. I) é aplicado a um driver que tem a função de comandar o interruptor  $S_{BUCK}$ . Esse drive é formado por um circuito PWM que compara o sinal de entrada com uma onda dente de serra gerando os pulsos de comando do interruptor do estágio de processamento de energia.

A amostra da corrente no indutor é obtida através da queda de tensão sobre um sensor de corrente (resistor shunt  $R_{sh}$ ), esse sinal é comparado com uma referência de corrente senoidal.

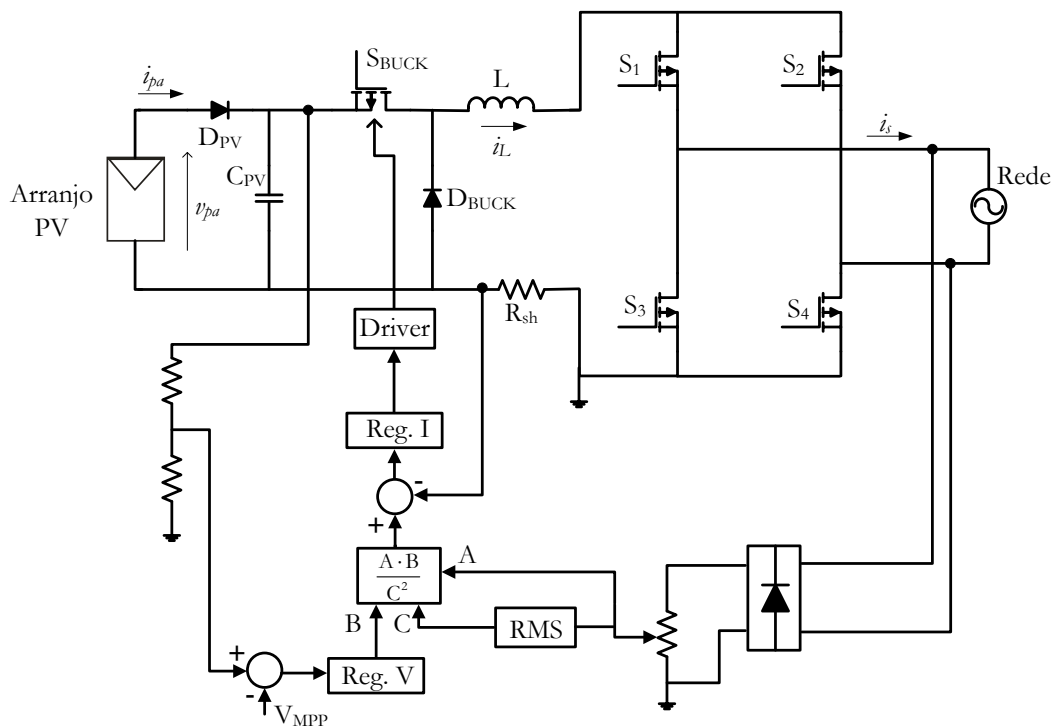


Figura 4. 19 - Estratégia de controle do sistema de processamento de energia com dois estágios.

Depois de analisada separadamente cada malha de realimentação e determinado os reguladores de tensão e corrente, Reg. V e Reg. I, resta dimensionar o indutor do conversor *buck*.

#### 4.4 Dimensionamento do Indutor

Analisando a Figura 4. 8 pode-se determinar a ondulação da corrente no indutor do conversor *buck*.

$$\Delta i_L(\theta) = \frac{V_{pa} - V_p \cdot \sin \theta}{L} \cdot t_{on} \quad (4.2.15)$$

Sendo:

$$t_{on} = \frac{V_p \cdot \sin \theta}{V_{pa}} \cdot T_s \quad (4.2.16)$$



Substituindo (4.2.16) em (4.2.15):

$$\Delta i_L(\theta) = \frac{V_p \cdot \sin(\theta) - \frac{V_p^2}{V_{pa}} \cdot \sin^2(\theta)}{L \cdot f_s} \quad (4.2.17)$$

Pode-se constatar pela equação (4.2.17) que a ondulação da corrente no indutor é função de  $\theta$ . Sendo assim, deve-se determinar o ângulo que provoca a máxima ondulação. Derivando (4.2.17) em relação à  $\theta$  tem-se que:

$$\frac{\partial[\Delta i_L(\theta)]}{\partial \theta} = \frac{V_p \cdot \cos \theta - \frac{2 \cdot V_p^2}{V_{pa}} \sin \theta \cdot \cos \theta}{L \cdot f_s}. \quad (4.2.18)$$

Igualando a equação (4.2.18) à zero determina-se o ângulo que provoca a máxima ondulação.

$$\theta_{\max} = \arcsin\left(\frac{V_{pa}}{2 \cdot V_p}\right) \quad (4.2.19)$$

A ondulação máxima da corrente no indutor pode ser determinada substituindo a equação (4.2.19) em (4.2.17):

$$\Delta i_{L_{\max}} = \frac{V_{pa}}{4 \cdot L \cdot f_s}. \quad (4.2.20)$$

Adotando uma ondulação máxima pode-se calcular o valor do indutor do conversor *buck*.

$$L = \frac{V_{pa}}{4 \cdot f_s \cdot \Delta i_{L_{\max}}} \quad (4.2.21)$$

O procedimento para o cálculo físico do indutor será apresentado no Apêndice A.

## 4.5 Configuração do Arranjo Fotovoltaico

Após ter projetado todas as malhas de controle e dimensionado o indutor do conversor *buck*, resta determinar a configuração do arranjo fotovoltaico.

Sabe-se que para o conversor *buck* o ganho estático instantâneo é dado pela

expressão:

$$\frac{V_o}{V_{pa}} = D. \quad (4.2.22)$$

Sendo:  $v_o(\theta) = |V_p \cdot \sin \theta|$ .

Assim:

$$d(\theta) = \frac{V_p \cdot \sin \theta}{V_{pa}} \text{ para } 0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ \quad (4.2.23)$$

A expressão (4.2.23) define a razão cíclica para um período completo de funcionamento do conversor *buck*, o equivalente a meio período da rede.

Para garantir que o estágio de processamento de energia seja capaz de injetar corrente na rede elétrica, a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico deve ser superior ao pico de tensão da rede, conforme já mencionado na seção 4.2.1, após a Figura 4. 6. Na forma de equação:

$$V_{pa} > V_p. \quad (4.2.24)$$

Considerando que a tensão no ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico abordado no Capítulo 2 (BP SX 120) é de 33,7 V, faz-se necessário conectar um mínimo de seis desses módulos em série (totalizando 202,2 V) para que a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico seja superior ao pico de tensão da rede elétrica ( $V_p=180$  V) durante todo o período de funcionamento do sistema. Cada painel fotovoltaico tem potência de 120 W, o que possibilita uma geração de até 720 W.

## 4.6 Circuito Integrado UC3854

A técnica de controle utilizada no processamento da energia fotovoltaica consiste em monitorar a corrente no indutor de saída do conversor *buck* e controlá-la através da comutação em alta frequência dos interruptores desse conversor para que a corrente siga uma referência (senóide retificada) com o menor erro possível e mínimas distorções. Além disso, a tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico é mantida constante no ponto de máxima potência. A frequência de comutação dos interruptores é constante, variando-se a razão cíclica a cada período de comutação.

Assim, toda a lógica de controle pode ser realizada por meio do circuito integrado UC3854 que possui duas malhas de realimentação e uma ação *feedforward*. A malha interna (realimentação da corrente) é responsável pelo sincronismo. A partir de uma amostra da tensão da rede elétrica pode-se definir o formato, a fase e a frequência da corrente de referência. A malha externa (realimentação da tensão) proporciona o controle da tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico por meio do aumento ou da diminuição da amplitude de  $I_{ref}$ , conforme a variação da radiação solar e, conseqüentemente, da potência gerada. A ação de alimentação direta (*feedforward*) informa um valor CC proporcional ao valor eficaz da tensão da rede (bloco RMS na Figura 4. 19). Desta forma, a corrente de referência é ajustada quando há variações na tensão da rede.

Na Figura 4. 20 é apresentado o esquema simplificado do circuito integrado UC3854 utilizado.

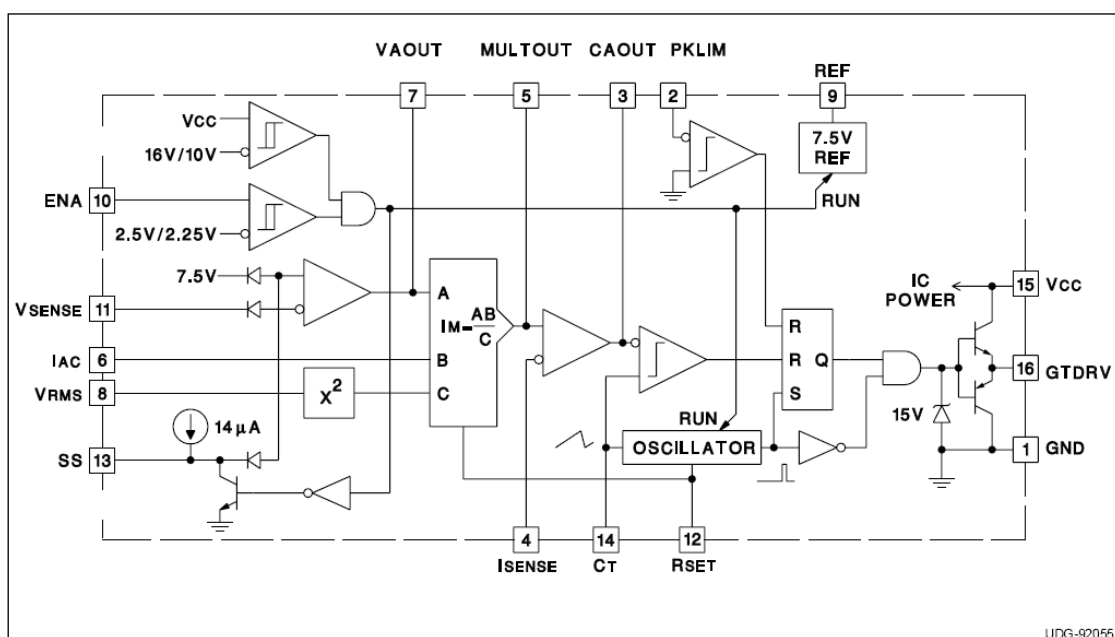


Figura 4. 20 - Diagrama interno do circuito integrado UC3854® da Texas Instruments™.

Pode-se observar na Figura 4. 20 que o integrado possui internamente um amplificador de tensão, um multiplicador/divisor analógico, um amplificador de corrente, um comparador PWM, uma referência estabilizada em 7,5 V, bem como outros dispositivos auxiliares. A função de cada pino do circuito integrado é apresentada a seguir:

- Pino1 – Terra (GND): referência do circuito de controle e de potência;
- Pino 2 – Proteção contra sobrecorrente (PKLIMIT): através desse pino é possível

realizar uma proteção contra sobrecorrente. Quando a tensão sobre esse pino é menor ou igual a zero o comando do interruptor é desabilitado;

- Pino 3 – Saída do compensador de corrente (CA OUT): é saída do amplificador operacional utilizado na malha de realimentação da corrente;
- Pino 4 – Entrada inversora do regulador de corrente (ISENSE): é a entrada inversora do amplificador de corrente;
- Pino 5 – Saída do multiplicador (MULT OUT): é a saída do multiplicador e a entrada não inversora do regulador de corrente;
- Pino 6 – Entrada do multiplicador (IAC): neste pino deve ser informado o formato desejado da corrente de saída;
- Pino 7 – Saída do regulador de tensão (VAOUT): é a saída do regulador de tensão e a entrada A do multiplicador.
- Pino 8 – Entrada da malha direta (VRMS): fornece ao multiplicador um valor CC proporcional ao valor eficaz da tensão da rede;
- Pino 9 – Fonte interna (VREF): neste pino tem-se uma tensão estabilizada de 7,5 V;
- Pino 10 – Habilitação (ENA): desabilita a fonte de tensão interna, os pulsos de saída e o oscilador interno do CI quando está em nível baixo;
- Pino 11 – Entrada do regulador de tensão (VSENSE): é a entrada inversora do regulador de tensão;
- Pino 12 – (RSET): juntamente com o pino 14 define a frequência de operação do circuito;
- Pino 13 – Partida progressiva (SS): através desse pino pode-se definir um tempo de progressiva dos pulsos de comando do integrado;
- Pino 14 – (CT): neste pino é conectado um capacitor, que juntamente com o resistor do pino 12, define a frequência de operação do circuito;
- Pino 15 – Alimentação (VCC): entrada da alimentação do CI. Seu valor pode variar entre 18 V e 30 V;
- Pino 16 – Saída (GT DRV): é a saída dos pulsos de comando dos interruptores.

O circuito integrado monitora a forma de onda retificada (pino 6 e pino 8) e utiliza-a como referência da corrente que deve ser seguida (pino 5). Este sinal é então comparado

com a corrente do sensor (pino 4), que normalmente é resistivo (Braga, 1996). Uma forma de onda dente-de-serra com a frequência de chaveamento é gerada (pino 14) e comparada com a saída do regulador de corrente (pino 3). O sinal resultante (pino 16) é utilizado para disparar o interruptor do conversor *buck*.

Maiores detalhes sobre o projeto dos componentes externos ao UC3854 serão apresentados no Apêndice B.

## 4.7 Processamento de Energia: Único Estágio

Como o objetivo final é obter uma topologia com único estágio de processamento de energia, descreve-se a seguir como o conversor *buck* pode ser integrado ao circuito inversor. O processo de integração desses conversores resulta, essencialmente, em uma topologia de inversor de tensão (VSI) com filtragem de corrente CA que é apresentada na Figura 4. 21.

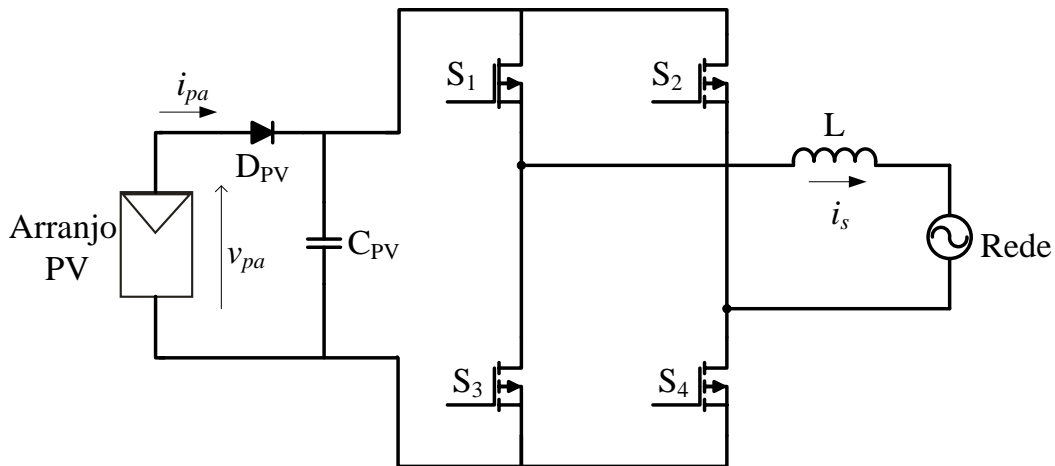


Figura 4. 21 - Topologia com único estágio de processamento de energia.

Esta topologia, algumas vezes empregadas em aproveitamentos fotovoltaicos, é normalmente associada a estratégias de chaveamento com modulação de largura de pulso senoidal (SPWM) ou a outras estratégias mais complexas de monitoramento e controle (Kuo et al, 2001).

Neste trabalho o inversor VSI é combinado com a estratégia de controle e comutação descrita anteriormente, que poderá ser implementada por um circuito dedicado

de baixo custo (como o UC3854, descrito na seção anterior e no Apêndice B), por meio de um sistema totalmente analógico (empregando amplificadores operacionais) ou ainda por um sistema de controle digital, em que poderiam ser agregadas funções adicionais ao sistema PV. O objetivo básico é garantir que tanto o rastreamento de máxima potência quanto a injeção senoidal de corrente na rede sejam alcançados. No próximo capítulo, esta estratégia de controle será verificada por simulação, empregando-se blocos analógicos independentes e também adotando-se um bloco representativo (subcircuito) do circuito integrado UC3854.

Diferentemente da topologia de dois estágios, onde os interruptores  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  e  $S_4$  operavam em baixa frequência e eram responsáveis apenas pela inversão da corrente, na topologia com único estágio de processamento os interruptores do circuito inversor operam em alta frequência e são responsáveis por sintetizar uma corrente de saída com baixa distorção harmônica e manter o arranjo fotovoltaico operando no ponto de máxima potência. Entretanto para que o sistema de controle opere de forma adequada alguns aspectos devem ser atendidos.

A corrente amostrada na saída do inversor deve passar por um retificador de onda completa, o mesmo ocorrendo com a amostra da tensão da rede, que fornece o formato desejado da corrente de saída. Isso se faz necessário uma vez que o circuito integrado utilizado (UC3854) opera somente em um quadrante, ou seja, aceita apenas valores positivos em seus terminais.

Como o objetivo do sistema de controle é comandar os interruptores do inversor VSI, é empregada uma lógica de controle complementar que permite que apenas dois interruptores conduzam no semiciclo positivo da tensão da rede elétrica ( $S_1$  e  $S_4$ ) e os outros dois no semiciclo negativo ( $S_2$  e  $S_3$ ). Desta forma, dois interruptores são comandados com razão cíclica  $D(\omega t)$  e os outros dois são comandados com razão cíclica  $(1-D(\omega t))$ . Para isto, é necessário um circuito que verifique quando a tensão da rede elétrica é positiva ou negativa. Um circuito capaz de realizar essa função foi proposto por (Zimmermann, 2004).

Na Figura 4. 22 a tensão entre os pontos A e B é uma amostra da tensão da rede elétrica. Quando o pulso de comando do UC3854 estiver alto e o sinal de saída do circuito comparador estiver em 15V, os interruptores  $S_1$  e  $S_4$  são comandados a conduzir. Se o sinal do comparador for zero, os interruptores  $S_2$  e  $S_3$  são comandados a conduzir. Quando os

pulsos de comando estão em zero, os interruptores estão bloqueados.

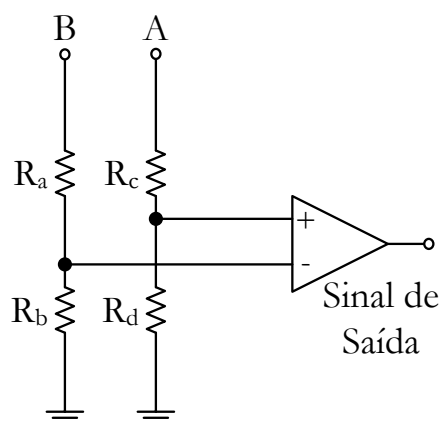


Figura 4. 22 - Circuito para verificação de passagem por zero.

Sendo o circuito inversor do tipo ponte completa poder-se-ia utilizar dois circuitos integrados com função *bootstrap*, como por exemplo, o IR2110, para disparar cada braço inversor. Desse modo, comanda-se o inversor com o sinal desejado na entrada do *bootstrap*.

A validação dos conceitos referente à topologia proposta será feita por meio de simulação computacional no Capítulo 5. De modo a reproduzir com maior fidelidade o comportamento da topologia em sistemas fotovoltaicos, estas simulações empregarão o modelo de painel fotovoltaico apresentado no Capítulo 2.

# Capítulo 5

## Validação Computacional do Sistema Estudado

A topologia que será apresentada neste capítulo foi minuciosamente analisada no Capítulo 4. Os conceitos teóricos desenvolvidos serão verificados por meio de simulação computacional.

A abordagem do tema em estudo será feita analisando quatro sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica, são eles: sistema com dois estágios de conversão, sistema com único estágio de conversão, sistema com dois estágios de conversão utilizando o UC3854 e sistema com único estágio utilizando o UC3854.

Conforme discutido anteriormente, os sistemas propostos são capazes de sintetizar uma corrente de saída com baixa distorção harmônica e em fase com a rede, além de operar próximo do ponto de máxima potência para diferentes condições de radiação solar.

Os principais resultados descritos neste capítulo foram incluídos em um artigo técnico que será apresentado no XVIII Congresso Brasileiro de Automática (Lacerda et al., 2010).



## 5.1 – Análise por Simulação Empregando Blocos Quase-Ideais – Dois Estágios

A fim de verificar a viabilidade do sistema proposto, serão apresentadas simulações computacionais de uma situação prática considerando uma rede monofásica de 127 V (RMS), 60 Hz.

O arranjo fotovoltaico adotado é formado por seis painéis BP SX-120 conectados em série, totalizando uma tensão de 202 V no ponto de máxima potência. Cada painel tem 120 W<sub>p</sub> de potência, o que possibilita a geração de 720 W<sub>p</sub>, em condições padrões de teste. Os componentes do circuito simulado, dimensionados de acordo com a formulação apresentado no capítulo anterior, são apresentados na Tabela 5. 1.

Tabela 5. 1 Parâmetros de Simulação.

Elementos	Valores
L	0.9 mH
C <sub>PV</sub>	1mF
R <sub>1</sub> , R <sub>3</sub> , R <sub>4</sub> , R <sub>5</sub>	10 kΩ
R <sub>2</sub>	22.2 kΩ
R <sub>6</sub> , R <sub>7</sub>	15 kΩ
C <sub>1</sub>	1.1 nF
C <sub>2</sub>	115 nF
C <sub>3</sub>	390 nF

A frequência de chaveamento dos interruptores do conversor *Buck* e o *ripple* de corrente no indutor são 70 kHz e 10%, respectivamente. Para que a simulação fosse mais próxima de um caso prático foi introduzida uma resistência parasita em série com o indutor ( $r_L=0,02\Omega$ ). Resistências de condução das chaves também foram consideradas ( $R_{DS(on)}=0,55\Omega$ ). Na Figura 5. 1 é apresentado o circuito simulado empregando-se a ferramenta computacional PSIM (Powersim, Inc.).

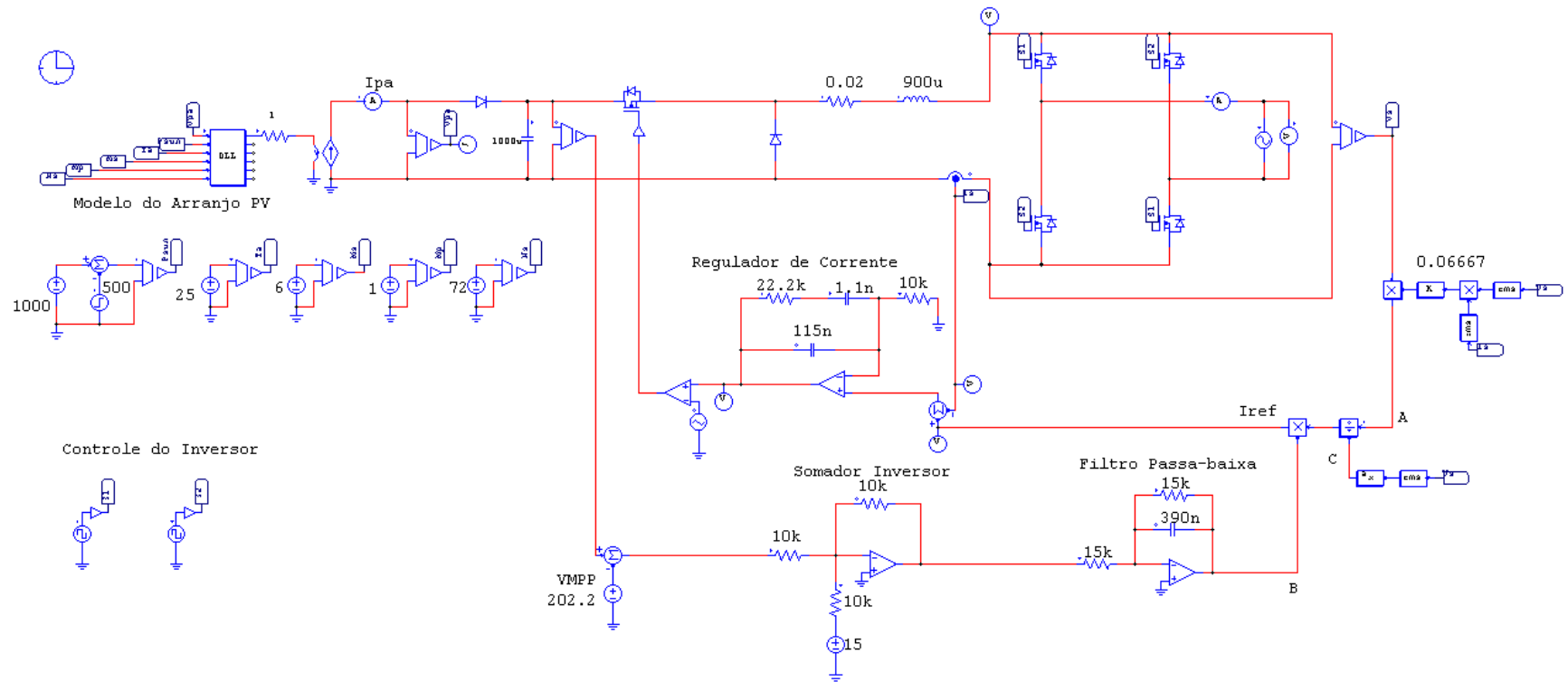


Figura 5.1 - Sistema com dois estágios de processamento (simulado).

Apresentam-se, a seguir, uma discussão e um detalhamento dos principais blocos desse sistema.

O circuito inversor opera na frequência da rede elétrica (60 Hz) e tem a função de adequar a corrente de saída do sistema para que essa possa ser injetada na rede comercial.

O bloco k tem a função de garantir o equilíbrio das potências. Como não há sistema de armazenamento de energia, toda a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico deve ser injetada na rede elétrica. A potência de saída da topologia apresentada pode ser calculada pela equação (5.1.1).

$$P_{out} = V_{s_{RMS}} \cdot I_{s_{RMS}} \quad (5.1.1)$$

Fazendo algumas manipulações tem-se que:

$$I_{s_{PICO}} = \frac{\sqrt{2} \cdot P_{out}}{V_{s_{RMS}}} \quad (5.1.2)$$

A corrente de referência ( $I_{ref}$ ) é determinada pela saída do multiplicador/divisor.

$$I_{ref} = \frac{A \cdot B}{C^2} \quad (5.1.3)$$

Sendo:

$$A = k \cdot (V_p \cdot \sin \theta) \text{ para } 0^\circ < \theta < 180^\circ \quad (5.1.4)$$

$$C = V_{s_{RMS}} \quad (5.1.5)$$

Substituindo (5.1.4) e (5.1.5) em (5.1.3) pode-se determinar o valor de pico da corrente de referência:

$$I_{ref_{PICO}} = \frac{k \cdot V_p \cdot B}{(V_{s_{RMS}})^2} \quad (5.1.6)$$

Para que se tenha o equilíbrio das potências, o pico da corrente de saída deve ser igual ao pico da corrente de referência (corrente no indutor).

$$I_{s_{PICO}} = I_{ref_{PICO}} \quad (5.1.7)$$

Substituindo (5.1.2) e (5.1.6) em (5.1.7):

$$\frac{\sqrt{2} \cdot P_{out}}{V_{s_{RMS}}} = \frac{k \cdot V_p \cdot B}{(V_{s_{RMS}})^2} \quad (5.1.8)$$

Fazendo algumas manipulações pode-se determinar o valor de k em função do sinal B e da potência de saída.

$$k = \frac{P_{\text{out}}}{B} \quad (5.1.9)$$

Como exposto no capítulo anterior, quando o sistema opera no ponto de máxima potência, o sinal B é igual à tensão de referência adotada no circuito somador. Considerando  $V_{\text{ref}}=15\text{V}$  tem-se:

$$k = 0,0667 \cdot P_{\text{out}} \quad (5.1.10)$$

A potência de saída é calculada pela equação (5.1.1).

O sinal C do bloco multiplicador/divisor é elevado ao quadrado através do bloco  $x^2$ . A tensão de saída do arranjo fotovoltaico é comparada com a tensão no ponto de máxima potência ( $V_{\text{MPP}} = 202,2\text{V}$ ), o sinal resultante é aplicado na entrada do circuito somador.

O sinal de disparo do interruptor do conversor *Buck* é proveniente da comparação entre o sinal de saída do regulador de corrente e uma onda dente-de-serra com frequência de 70 kHz.

O modelo do arranjo fotovoltaico utilizado foi apresentado no Capítulo 2. Esse é capaz de expressar todas as características elétricas de um arranjo PV levando em consideração as variações de temperatura e irradiação solar.

Para verificar o comportamento do sistema de controle, um degrau de radiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  para  $500 \text{ W/m}^2$  foi considerado. Quando há essa variação na intensidade da radiação solar o sistema de controle atua diminuindo a corrente injetada na rede a fim de manter a tensão no terminal do arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência ( $V_{\text{MPP}} = 202\text{V}$ ). Vale salientar, que a temperatura adotada nas simulações foi  $25^\circ\text{C}$ .

Esta situação é ilustrada na Figura 5. 2 e Figura 5. 3, onde os dados computacionais foram obtidos através do software PSIM, conforme já mencionado.

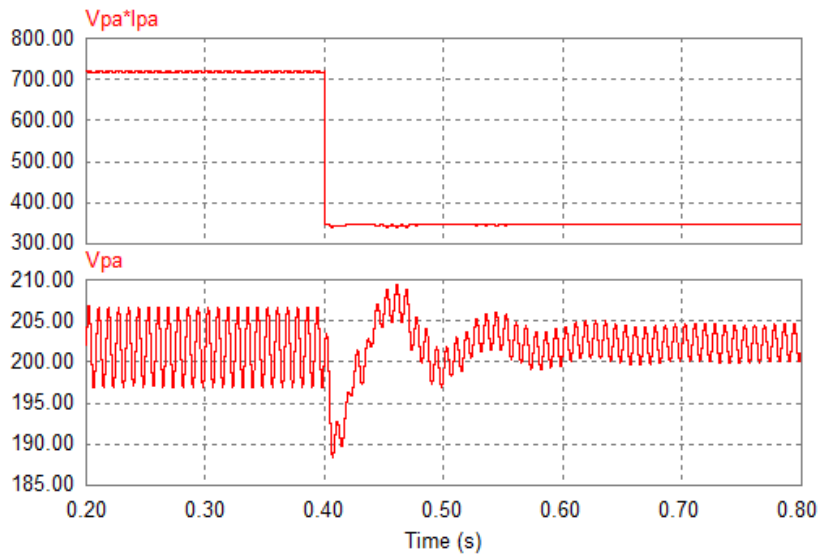


Figura 5. 2 - Degrau de radiação solar: potência gerada (gráfico superior) e tensão nos terminais do arranjo PV (gráfico inferior).

Pode-se verificar que o sistema opera gerando 720 W (potência nominal) na condição padrão de teste. Quando ocorre a variação da radiação solar (em 0,4s) o sistema de controle atua para manter o arranjo fotovoltaico operando no ponto de máxima potência. O tempo de resposta do sistema é inferior a 300ms.

Como era de se esperar, quando há uma diminuição da radiação solar incidente de  $1000 \text{ W/m}^2$  para  $500 \text{ W/m}^2$  tem-se uma diminuição da corrente gerada pela arranjo fotovoltaico uma vez que a tensão do mesmo se mantém praticamente constante. Conseqüentemente, tem-se também uma redução na amplitude da corrente injetada na rede ( $I_s$ ).

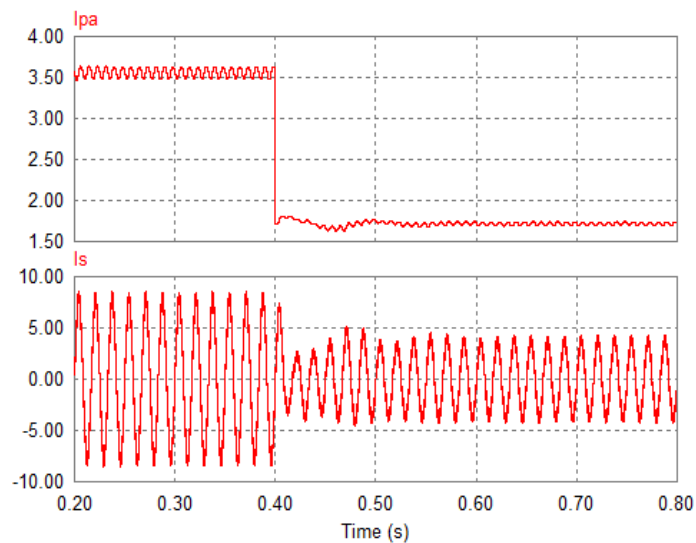


Figura 5. 3 - Degrau de radiação solar: tensão de saída do arranjo PV (gráfico superior) e corrente injetada na rede elétrica (gráfico inferior).

Na Figura 5. 4 são apresentadas as formas de onda da tensão da rede e da corrente injetada no ponto de acoplamento comum.

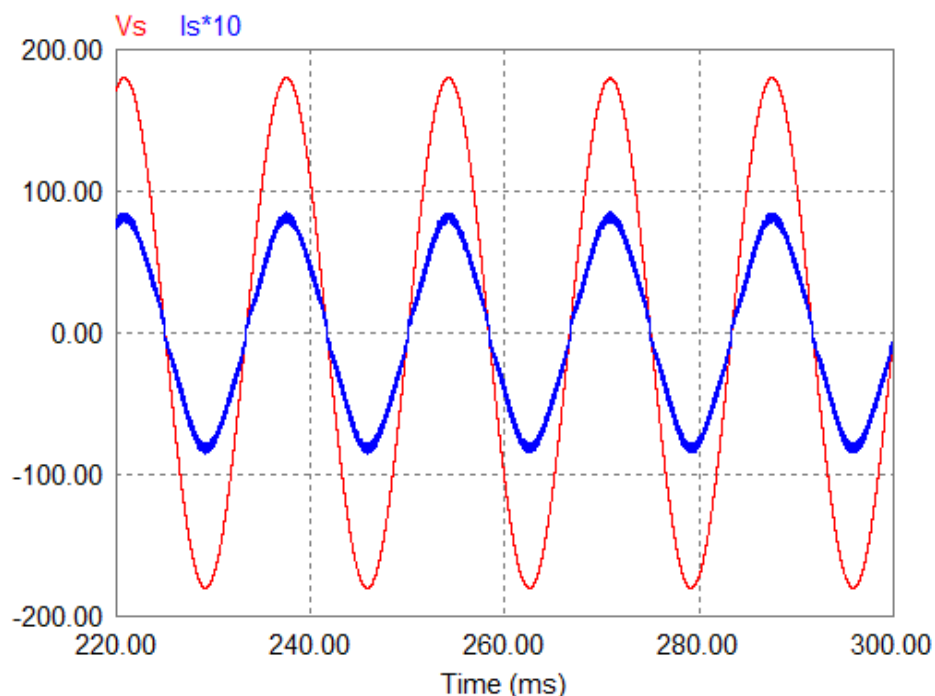
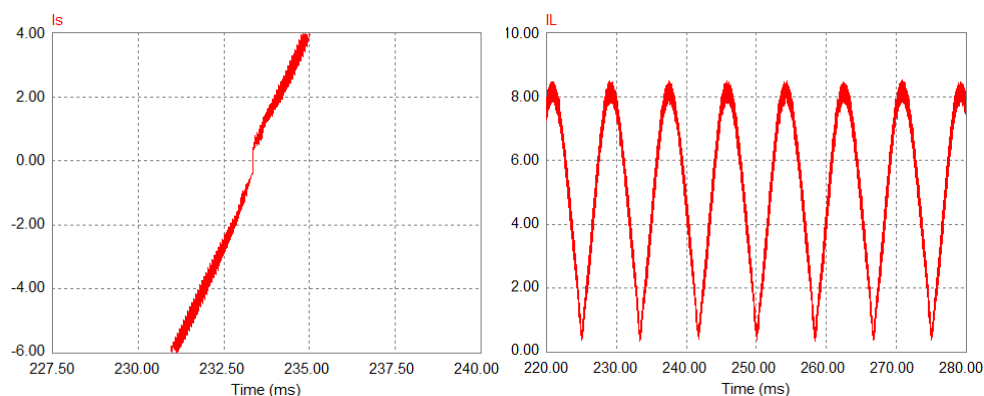


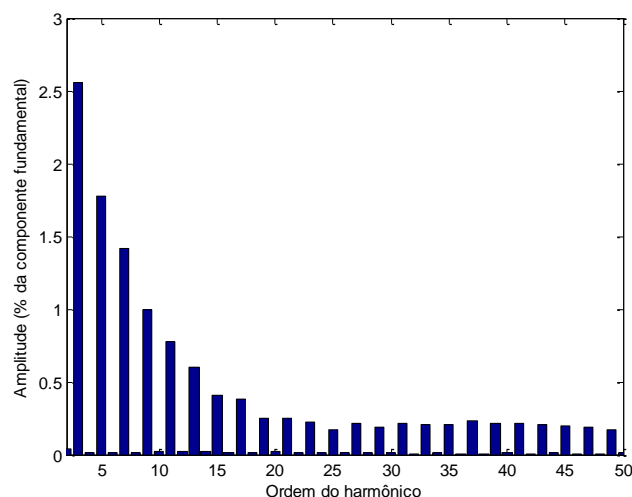
Figura 5. 4 - Corrente injetada na rede (azul, 10X) e forma de onda de tensão da rede (vermelho).

Pode-se constatar pela análise da Figura 5. 4 que a corrente está em fase com a tensão da rede. Devido ao chaveamento do interruptor  $S_{buck}$  há uma ondulação em alta frequência sobre a componente fundamental (60 Hz). Um fato que se deve ressaltar é a distorção da corrente na passagem por zero, este aspecto pode ser observado em detalhe na Figura 5. 5. Essa distorção ocorre porque, do ponto de vista do conversor *Buck*, o circuito inversor atua como um retificador, impondo uma tensão senoidal retificada (120 Hz) na sua saída. Essa componente, com frequência igual a duas vezes a frequência da rede, desloca a corrente no indutor (em relação ao eixo do tempo) provocando uma distorção na passagem por zero.



**Figura 5. 5 – Detalhe da distorção da corrente na passagem por zero (gráfico da esquerda) e detalhe do deslocamento da corrente no indutor (gráfico da direita).**

A distorção da corrente na passagem por zero tem como consequência um aumento da taxa de distorção harmônica (THD). A Figura 5.6 apresenta o espectro harmônico da corrente injetada na rede.



**Figura 5. 6 - Amplitude das harmônicas em função da fundamental da corrente de saída (sistema com dois estágios de conversão).**

O total de distorção harmônica considerando as primeiras cinquenta harmônicas é de 3,83%. Esse valor está dentro do limite estabelecido pela IEEE Std. 929-2000, que é de 5%.

Buscando verificar a resposta do sistema de controle frente a oscilações da tensão da rede elétrica é simulado um caso onde a tensão da rede sofre uma variação negativa de 10%. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. 7. Pode-se observar que quando há o afundamento da tensão da rede (400ms) o sistema de controle atua aumentando a corrente injetada a fim de manter a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência.

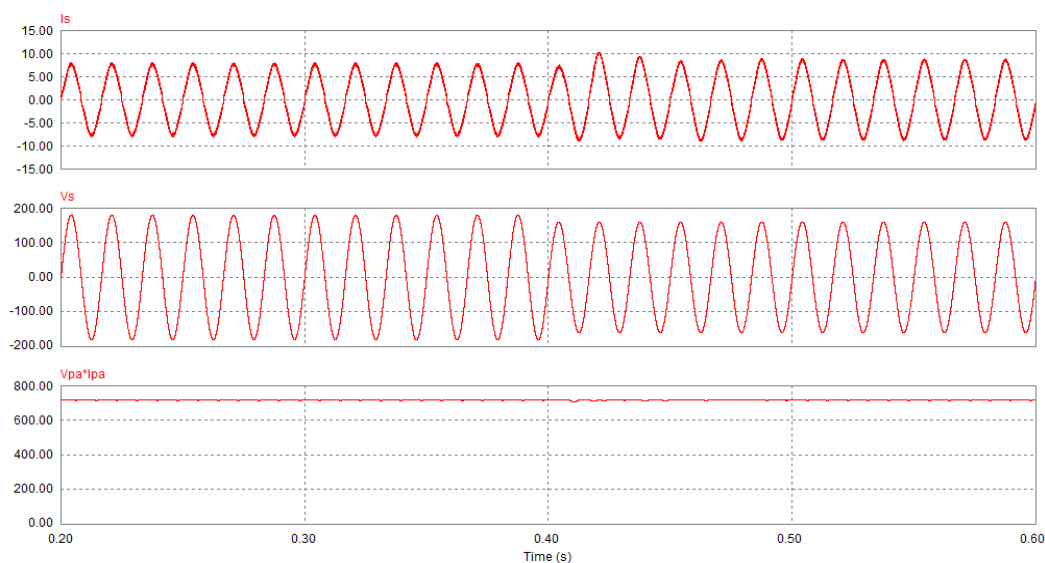


Figura 5. 7 - Corrente injetada na rede (gráfico superior), tensão da rede (gráfico de médio) e potência gerada pelo arranjo PV (gráfico inferior).

## 5.2 – Análise por Simulação Empregando Blocos Quase-Ideais – Único Estágio

O sistema com único estágio de processamento é originado da integração do conversor *Buck*, operando em alta frequência, com um inversor *full-bridge* monofásico, cujos interruptores são acionados alternadamente na frequência da rede elétrica. Este processo resulta, essencialmente, em uma topologia de inversor de tensão (VSI) com filtragem de corrente CA. Um estudo detalhado sobre essa topologia foi apresentado no Capítulo 4.

O sistema fotovoltaico proposto nesta seção é capaz de, com um único estágio de processamento de energia, sintetizar uma corrente de saída (que é injetada na rede elétrica) com baixa distorção harmônica e em fase com a tensão da rede. O circuito simulado é apresentado na Figura 5. 9.

Diferentemente do anterior, esse sistema possui apenas quatro interruptores estáticos controlados o que confere maior confiabilidade e menor custo à estrutura. Todos os interruptores operam em alta frequência (70 kHz), e são esses os responsáveis por sintetizar uma corrente de saída com a forma de onda semelhante à tensão da rede elétrica. Nesta topologia, a corrente monitorada é a própria corrente de saída e a tensão de



referência passa a ser uma tensão alternada (senóide completa). Os componentes do circuito simulado são os mesmos apresentados na Tabela 5. 1. Como na seção anterior, visando simular uma situação prática foi adotado o modelo do arranjo fotovoltaico apresentado no Capítulo 2.

Para verificar a eficiência do sistema de controle, foi considerado um degrau de radiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  para  $500 \text{ W/m}^2$ . O comportamento do sistema pode ser analisado pela Figura 5.8.

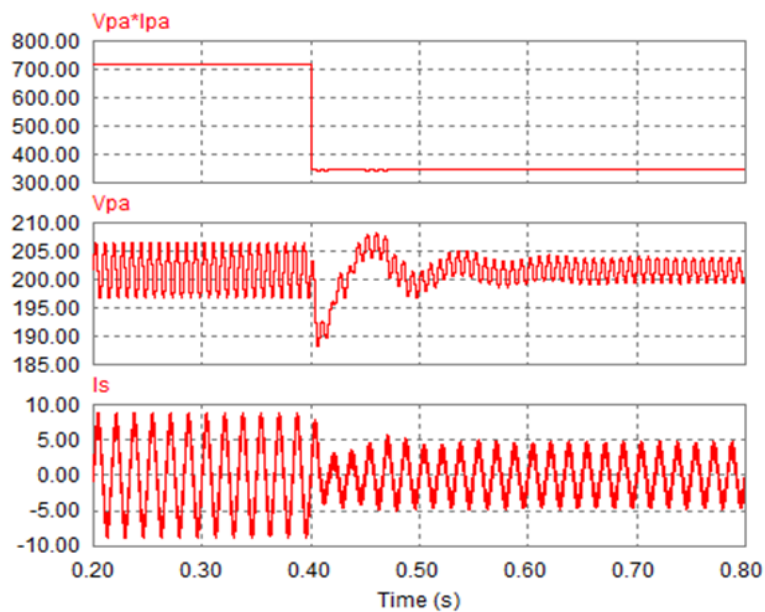


Figura 5. 8 - Degrau de radiação solar: potência gerada (gráfico superior), tensão nos terminais do arranjo PV (gráfico ao centro) e corrente de saída (gráfico inferior).

Para manter o arranjo fotovoltaico operando no ponto de máxima potência ( $V_{MPP}=202 \text{ V}$ ) o sistema de controle atua diminuindo a corrente injetada na rede quando há um degrau negativo de radiação solar. O tempo de resposta do sistema de controle é inferior a 300ms.

De forma análoga, quando há um degrau positivo de radiação solar ( $500 \text{ W/m}^2$  para  $1000 \text{ W/m}^2$ ) o sistema de controle atua aumentando a corrente injetada na rede para que a tensão de operação do arranjo fotovoltaico se mantenha no ponto de máxima potência.

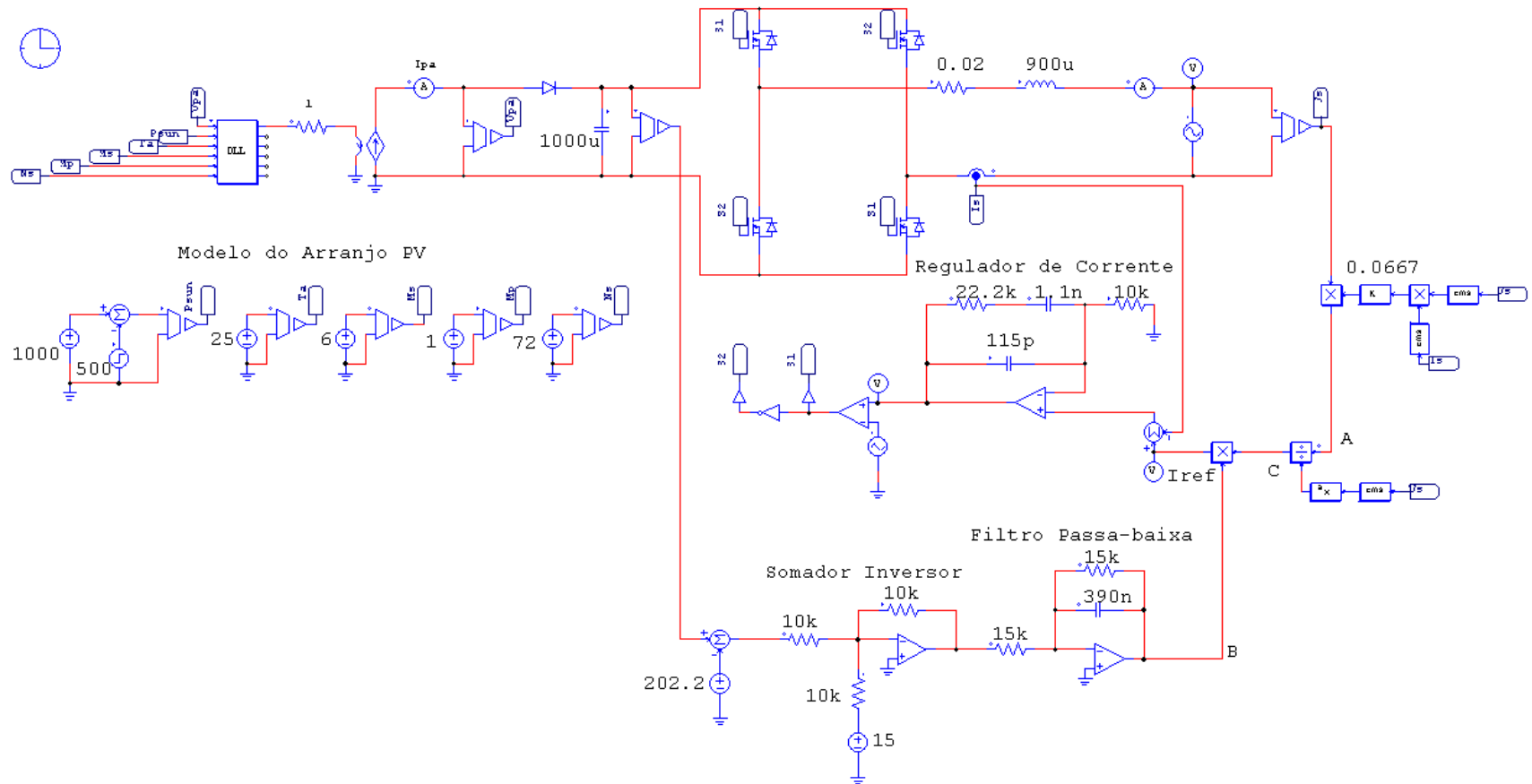


Figura 5.9 – Sistema com único estágio de processamento de energia (simulado).

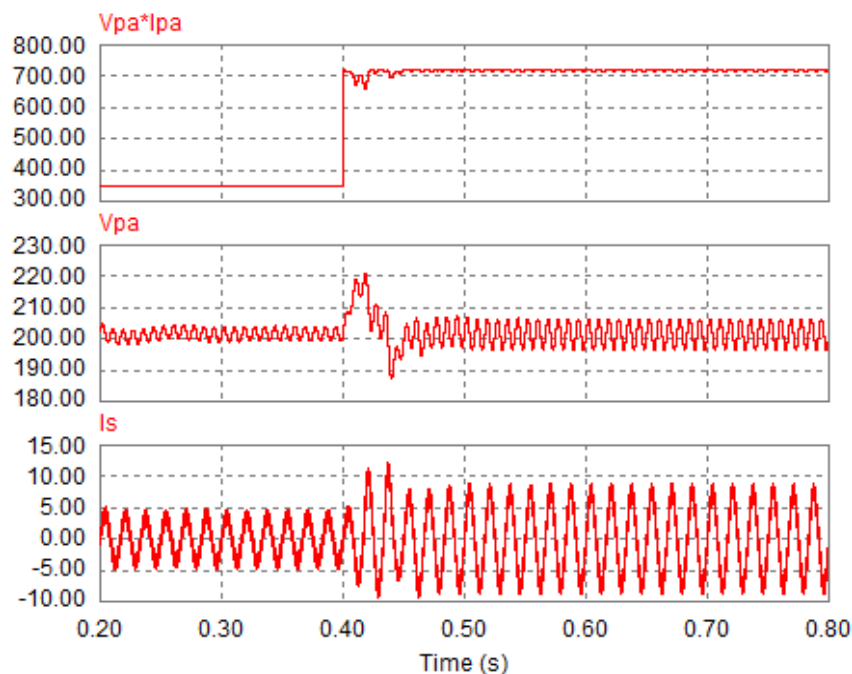


Figura 5. 10 - Degrau positivo de radiação solar: potência gerada (gráfico superior), tensão nos terminais do arranjo PV (gráfico de médio) e corrente de saída (gráfico inferior).

Analisando a Figura 5. 10 pode-se constatar que o tempo de resposta do sistema de controle para um degrau positivo de radiação solar é inferior 100ms. Desta forma, pode-se afirmar que o sistema de controle tem uma resposta mais rápida quando a radiação solar sofre um acréscimo.

Outra característica inerente ao processamento de energia em um único estágio de conversão é a ausência de distorção na corrente de saída durante a passagem por zero. Tal afirmação pode ser constatada pelos resultados de simulação apresentados na Figura 5. 11.

Na topologia com um único estágio de conversão o circuito inversor é o responsável pela síntese da corrente de saída e não apenas pela inversão da corrente. Nesta topologia, a componente de segunda harmônica gerada pelos diodos dos interruptores do circuito inversor passa a não interferir (deslocando a corrente de saída), como ocorria na topologia com dois estágios de conversão. A componente de 120 Hz aparece agora na tensão de saída do arranjo fotovoltaico como pode ser vista na análise harmônica da tensão  $V_{pa}$  apresentada na Figura 5. 12.

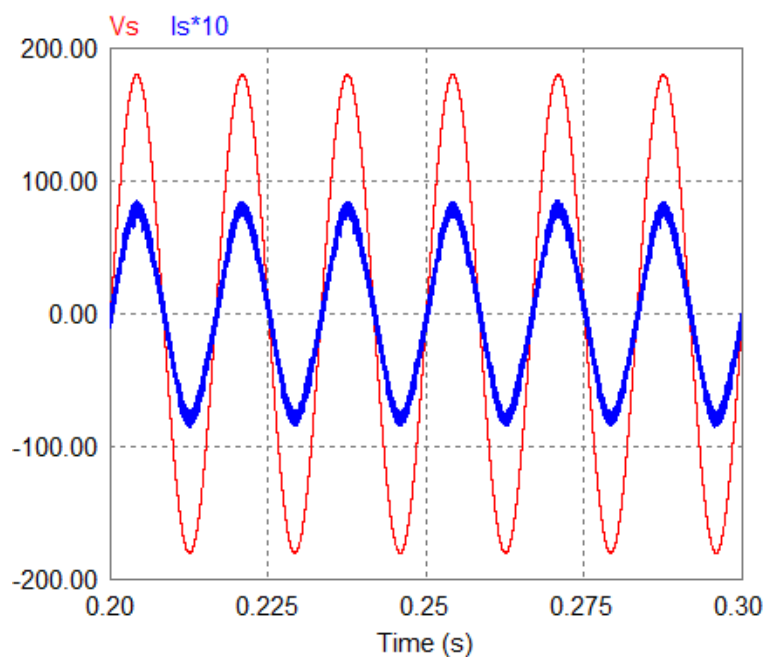


Figura 5. 11 - Corrente injetada na rede (azul, 10X) e forma de onda de tensão da rede (vermelho).

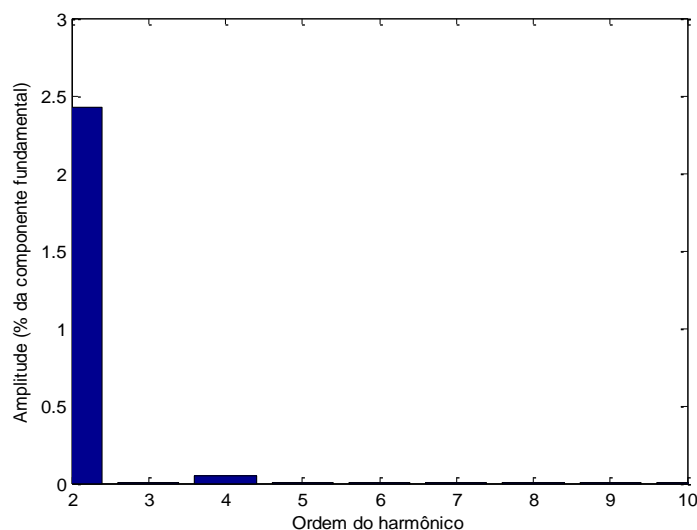
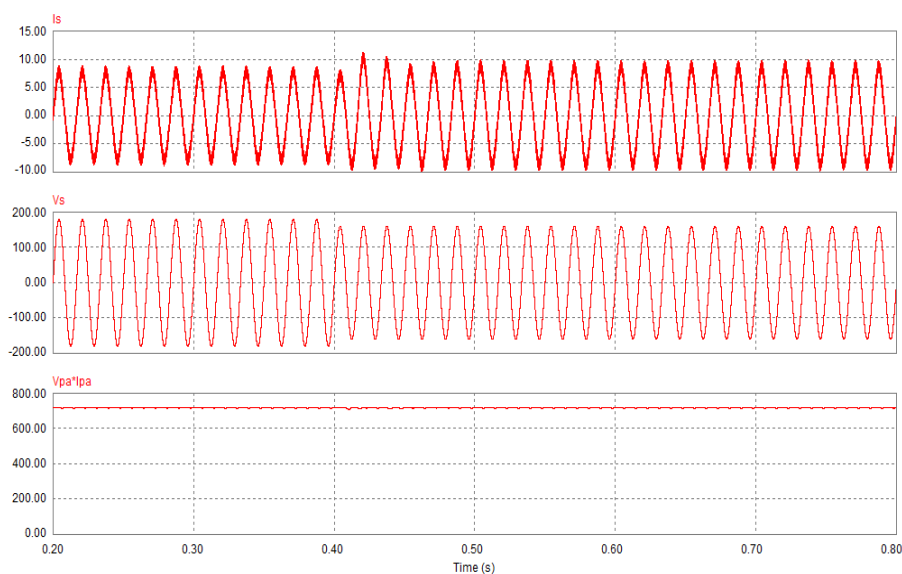


Figura 5. 12 Amplitude das harmônicas em função da fundamental da tensão  $V_{pa}$  (sistema com um estágio de conversão).

A eliminação da distorção da corrente de saída na passagem por zero faz com que a taxa de distorção harmônica total injetada na rede elétrica seja reduzida. O THD da corrente  $I_s$ , considerando as cinquenta primeiras harmônicas, do sistema com um único estágio de processamento de energia é de 3,54%.

Buscando verificar o comportamento do sistema de controle frente a oscilações da rede foi considerada uma variação da tensão da rede comercial de 127 Vrms para 114.3

Vrms. Os resultados de simulação obtidos são apresentados na Figura 5.13.



**Figura 5.13 – Corrente injetada na rede (gráfico superior), tensão da rede (gráfico de médio) e potência gerada pelo arranjo PV (gráfico inferior).**

Analisando a Figura 5.13, verifica-se que quando ocorre o afundamento da tensão da rede em 400ms, o sistema de controle atua aumentando a corrente injetada e consequentemente mantendo a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico constante. Essa lógica de controle permite o arranjo fotovoltaico operar no ponto de máxima potência independentemente da tensão da rede elétrica.

A partir das simulações apresentadas nesta seção pode-se concluir que o sistema abordado é capaz de responder a variações de irradiação solar e a oscilações da tensão da rede comercial, mantendo sempre o arranjo fotovoltaico operando no ponto de máxima potência.

No decorrer deste trabalho serão apresentadas mais duas topologias de sistemas de processamento de energia conectados à rede elétrica onde a lógica de controle será realizada pelo circuito integrado UC3854.

## 5.3 – Sistema com dois estágios de processamento utilizando o circuito integrado UC3854

Buscando simular computacionalmente os sistemas considerados (dois estágios e único estágio) em condições bastante aproximadas de um protótipo experimental, serão apresentadas nas próximas duas seções tentativas de se empregar o circuito integrado (CI) UC3854 para realização da lógica de controle. Além disso, será feito o escalamento das tensões e corrente monitoradas para os níveis nominais de amplificadores operacionais reais, usados como elementos auxiliares externos ao CI.

**O CI UC3854 é disponibilizado no conjunto de exemplos que acompanha o software Psim. Neste caso, basicamente toda a lógica de controle do sistema será realizada por esse dispositivo, de forma que será necessário definir os parâmetros dos elementos externos conectados aos pinos do CI.**

Na Figura 5. 14 é apresentado o circuito simulado. Todos os passos adotados para determinação dos componentes externos do circuito integrado são apresentados, em forma de um exemplo de projeto, no Anexo B.

Analisando Figura 5. 14 verifica-se que foram realizadas algumas modificações em comparação ao circuito da Figura 5. 1, uma vez que agora toda a lógica de controle é realizada pelo circuito integrado (à exceção dos pulsos de disparo para os interruptores do inversor, que são gerados de forma idealizada). Vale salientar que na prática circuitos integrados como o IR2125 e/ou IR21111 devem ser utilizados como interface entre o pulso de disparo e os mosfets. Como dito anteriormente, para simulação da topologia abordada nesta seção foi adotado o modelo do circuito integrado UC3854 disponibilizado como exemplo junto ao software Psim. O bloco RMS do circuito da Figura 5. 1 foi substituído pelo filtro passa-baixa de pólo duplo apresentado na seção 4.3.3. A saída desse filtro representa um valor de tensão contínua proporcional à tensão eficaz de entrada. O sinal de referência é obtido de uma amostra da tensão da rede que é retificada através de uma ponte de diodos.

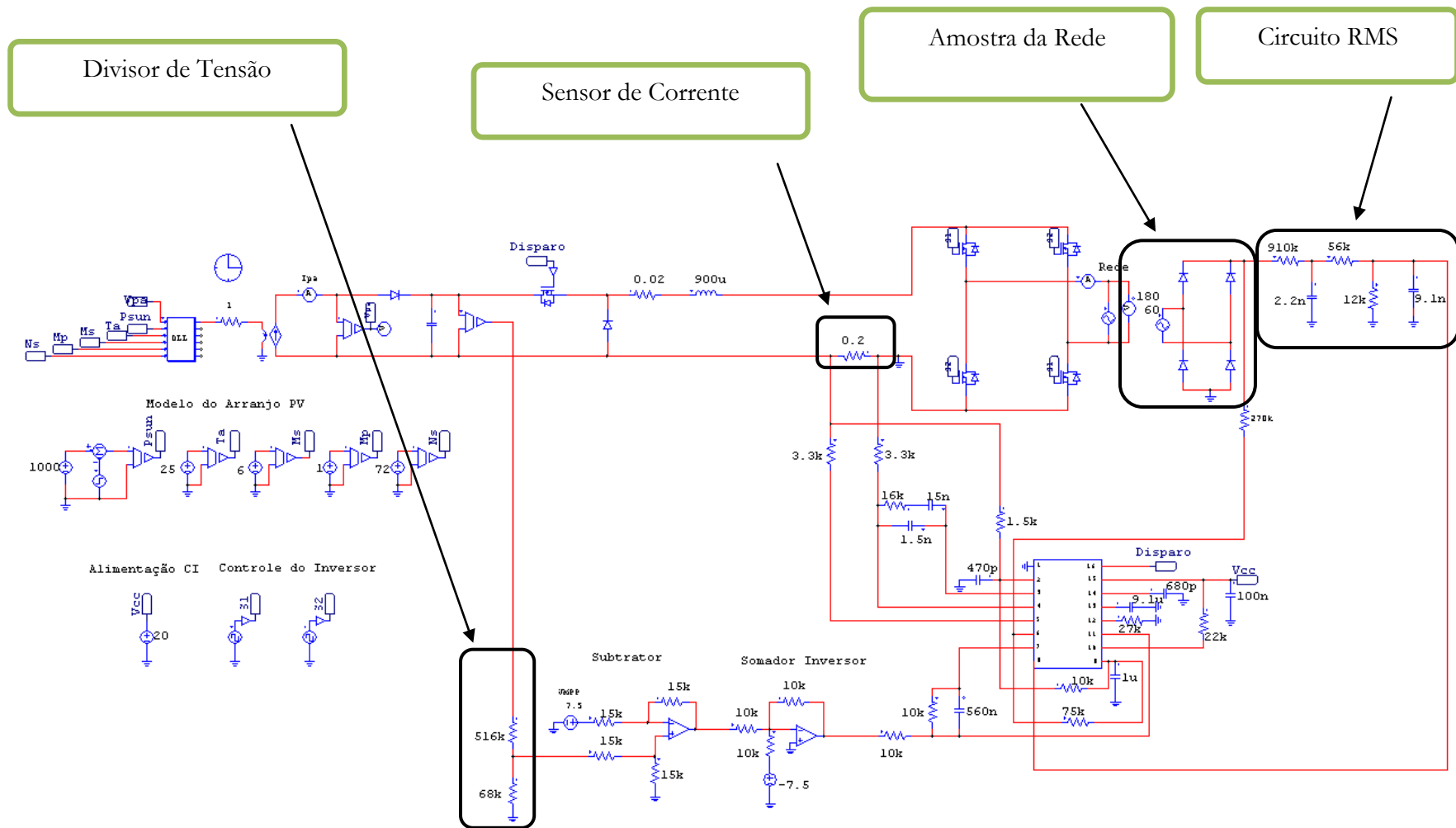


Figura 5. 14 - Sistema com dois estágios de processamento utilizando o UC3854 (simulado).

O monitoramento da corrente no indutor é realizado por um sensor resistivo ( $R_{sh}$ ). A tensão que aparece sobre seus terminais, reflexo da corrente que o percorre, é aplicada ao compensador de corrente do UC3854. Detalhes do sensor de corrente são apresentados na Figura 5.15.

Diferentemente do sistema idealizado apresentado na seção 5.1, quando a tensão de entrada era comparada com o valor real da tensão no ponto de máxima potência ( $V_{MPP}=202\text{ V}$ ), agora é utilizado um divisor resistivo para se adequar o valor de tensão a níveis aceitáveis pelo circuito integrado.

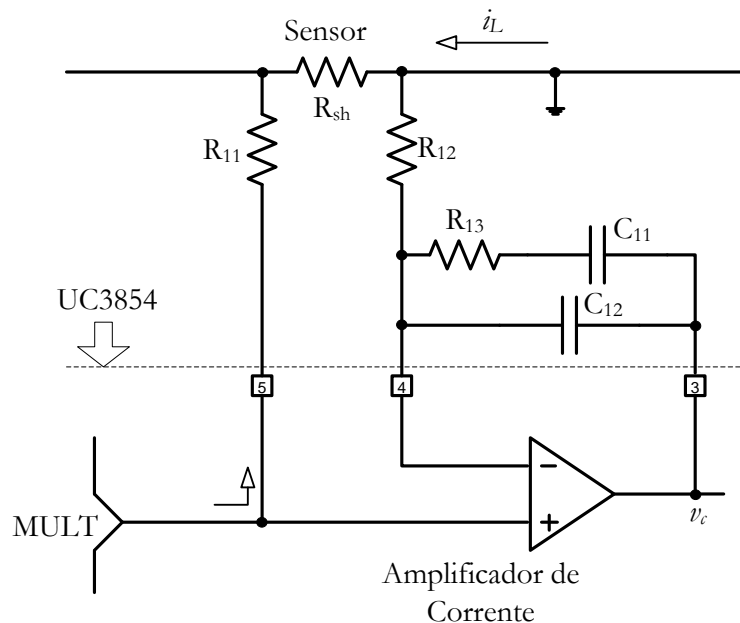


Figura 5.15 – Detalhe do sensor de corrente.

Um esquema detalhado do circuito integrado UC3854, incluindo os componentes externos aplicados ao caso em estudo, é apresentado na Figura 5.16.

Os valores de todos os componentes externos do circuito integrado UC3854 são apresentados na Tabela B.1, Anexo B.

Também foi feita uma alteração na malha de controle da tensão de entrada. Essa passa a ser formada por um circuito subtrator, um circuito inversor, um circuito somador inversor e outro circuito inversor. Entretanto, a lógica de controle continua a mesma se comparada ao caso empregando blocos controladores independentes da seção 4.3. Quando o sistema opera no ponto de máxima potência o sinal B é igual a  $V_{ref}$ .



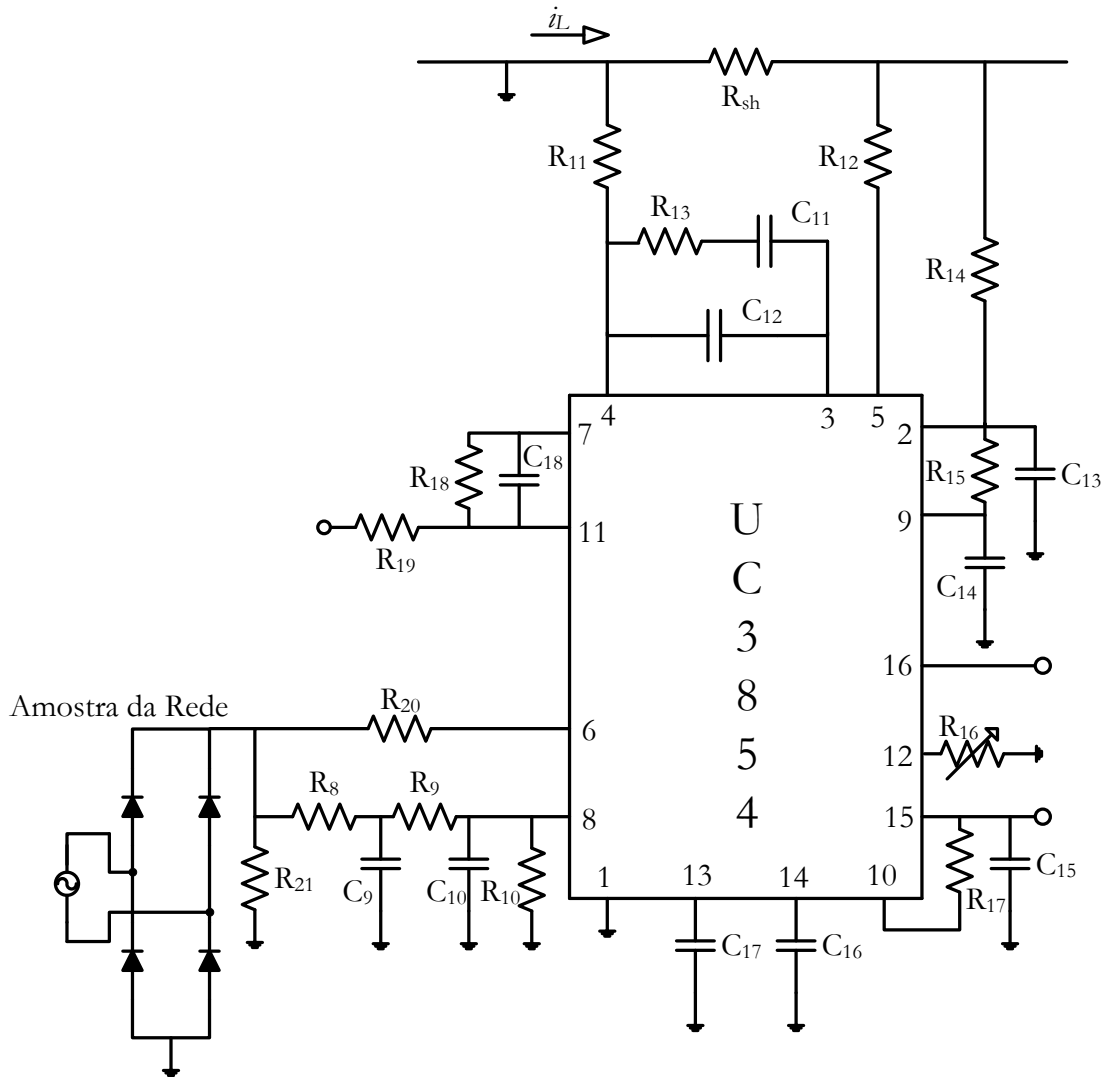


Figura 5.16 - Componentes Externos do UC3854.

Buscando simular uma situação prática que será implementada em laboratório, optou-se por reduzir a potência do arranjo fotovoltaico para se adequar aos componentes disponíveis e garantir maior nível de segurança ao experimento. Entretanto, este fato não influencia na validação do sistema.

A nova configuração de arranjo fotovoltaico será formada por seis painéis em série com tensão no ponto de máxima potência de 208 V. A redução da potência será alcançada através da alteração da corrente de curto-circuito para 2 A.

A curva potência *versus* tensão para duas situações de irradiação solar (1000 W/m<sup>2</sup> e 500 W/m<sup>2</sup>) é apresentada na Figura 5. 17.

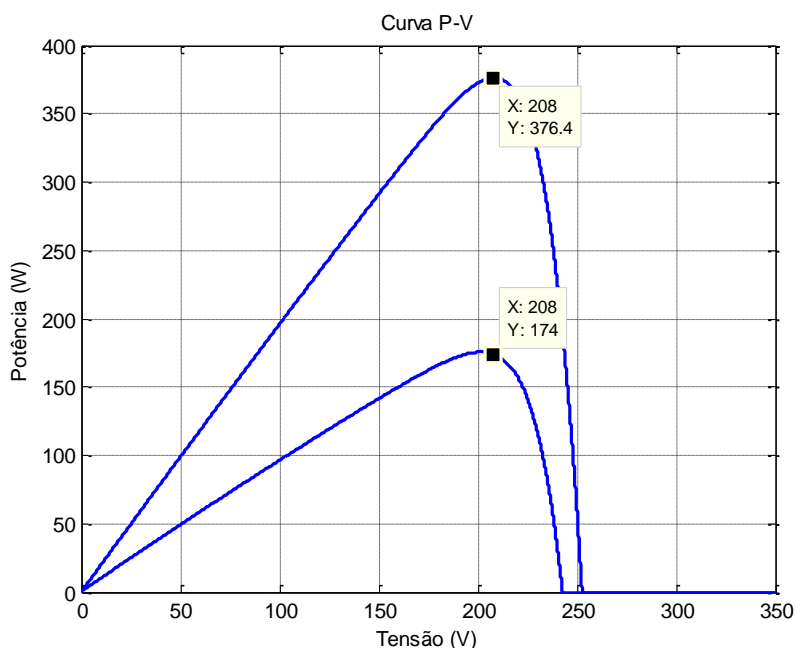


Figura 5.17 –Curva potência *versus* tensão para duas condições de irradiação solar ( $1000 W/m^2$  e  $500 W/m^2$ ).

Na Figura 5.18 é apresentada a forma de onda da corrente no indutor. Verifica-se que essa possui frequência igual a duas vezes a frequência da rede elétrica.

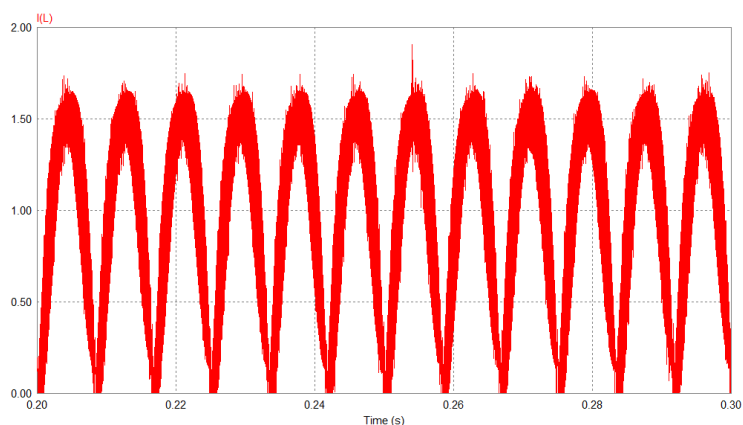


Figura 5.18 - Corrente no indutor.

A adequação da corrente para que essa possa ser injetada na rede comercial em fase com a tensão da rede é realizada pelo circuito inversor.

As formas de onda da corrente de saída e da tensão da rede são apresentadas na Figura 5.19.

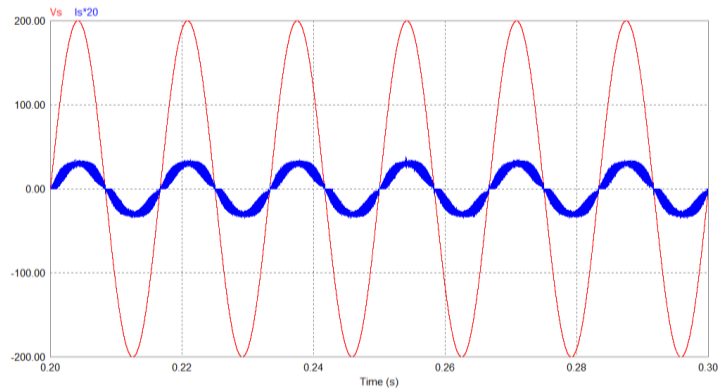


Figura 5. 19 - Corrente injetada na rede (azul, 20X) e forma de onda de tensão da rede (vermelho).

Como se pode observar a corrente está em fase com a tensão da rede elétrica. Para verificar o comportamento do sistema foi imposto um degrau de irradiação solar de 500 W/m<sup>2</sup> para 1000 W/m<sup>2</sup> em 300 ms. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5.20.

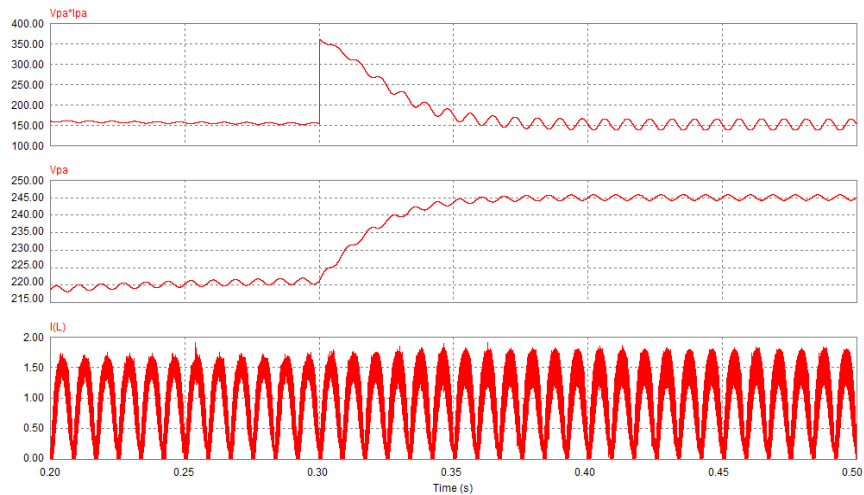


Figura 5. 20 – Potência gerada pelo arranjo PV (gráfico superior), tensão do arranjo PV (gráfico de médio) e corrente no indutor (gráfico inferior).

Analisando a Figura 5. 20 pode-se perceber que a potência gerada pelo arranjo PV (158 W), antes do degrau de irradiação solar, era próxima da máxima potência (174 W). Entretanto, quando há o aumento da irradiação solar o sistema não responde de forma adequada. A corrente no indutor que deveria diminuir, aumenta fazendo com que a tensão de saída do arranjo PV se eleve, deslocando o ponto de operação para a esquerda. Este comportamento se deve, provavelmente, a algum equívoco na determinação dos elementos externos e conexões, ou ainda à uma imperfeição no modelo do circuito integrado UC3854 disponibilizado pela Powersim. Tal fato deverá ser investigado com mais atenção na eventualidade de uma implementação prática.

Para verificar o comportamento do sistema frente a oscilações da rede elétrica é considerada uma variação da tensão da rede de 180 V para 200 V, os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. 21. Pode-se constatar que o sistema de controle responde de maneira correta, já que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico não se altera quando há uma oscilação da tensão da rede elétrica.

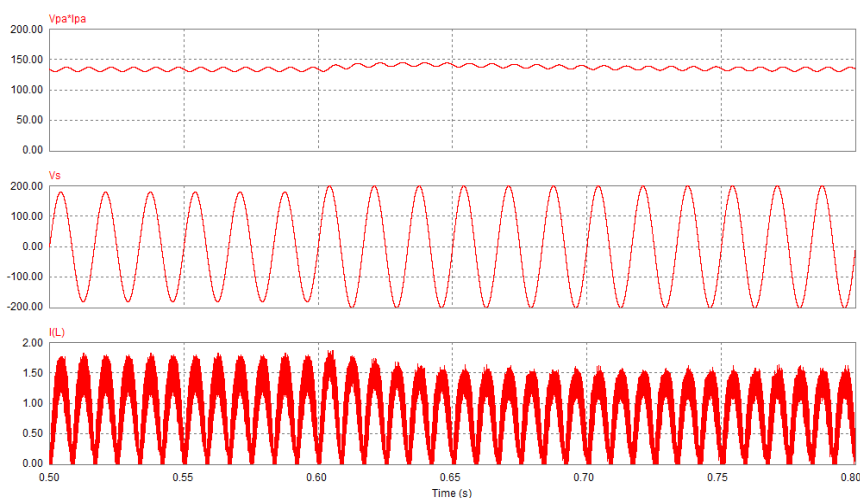


Figura 5. 21 – Potência gerada pelo arranjo PV (gráfico superior), tensão da rede elétrica (gráfico de médio) e corrente no indutor (gráfico inferior).

A taxa de distorção harmônica total (considerando as cinquenta primeiras harmônicas) da corrente injetada na rede é de 1,5%. Na Figura 5.22 é apresentada a amplitude das harmônicas da corrente de saída em função da fundamental.

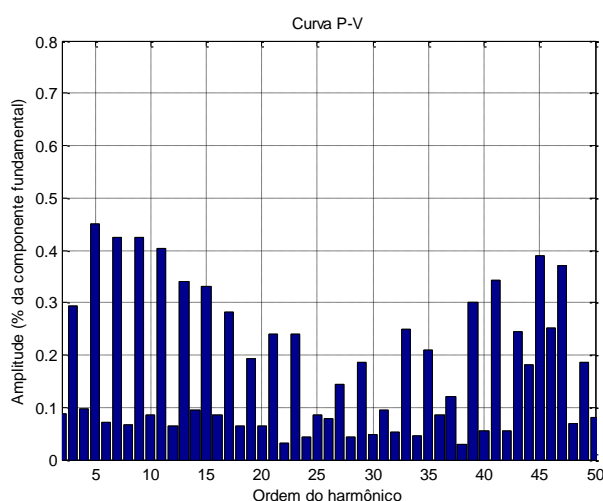


Figura 5.22 - Amplitude das harmônicas em função da fundamental da corrente de saída (sistema com dois estágios de conversão com UC3854).

## 5.4 – Sistema com único estágio de processamento utilizando o circuito integrado UC3854

O último sistema abordado é formado por um único estágio de processamento de energia controlado pelo circuito integrado UC3854. Esta topologia é composta por quatro interruptores que operam em alta frequência fazendo com que a corrente de saída tenha forma semelhante à tensão da rede.

Os componentes externos do circuito integrado, responsáveis pelos seus parâmetros de operação, são os mesmos dos adotados na topologia anterior. Entretanto, uma modificação no circuito de monitoramento da corrente no indutor teve que ser feita. Na Figura 5. 23, é apresentado o sistema simulado.

Como se pode observar a corrente de saída amostrada passa por um retificador de onda completa que fornece o formato desejado da corrente que deve ser injetada na rede. Tal característica se faz necessária uma vez que o circuito integrado UC3854 opera somente em um quadrante, ou seja, aceita somente valores positivos em seus terminais.

Na Figura 5. 24 é apresentado em detalhes o sensor de corrente adotado na simulação. A corrente de saída do inversor é amostrada através de uma fonte de corrente controlada por corrente. Na prática ela poderia ser implementada por meio de um sensor de efeito hall. O sinal dessa fonte passa por um circuito retificador para que se tenham somente valores positivos de corrente. O resistor  $R_{\text{sensor}}$  foi utilizado apenas para habilitar o funcionamento da fonte de corrente, seu valor deve ser muito pequeno para não influenciar no funcionamento do sistema.

Como a tensão amostrada deve ser subtraída da corrente de referência gerada internamente no circuito integrado ( $I_{\text{ref}}$ ) o resistor *shunt* foi conectado ao terminal negativo do circuito retificador.

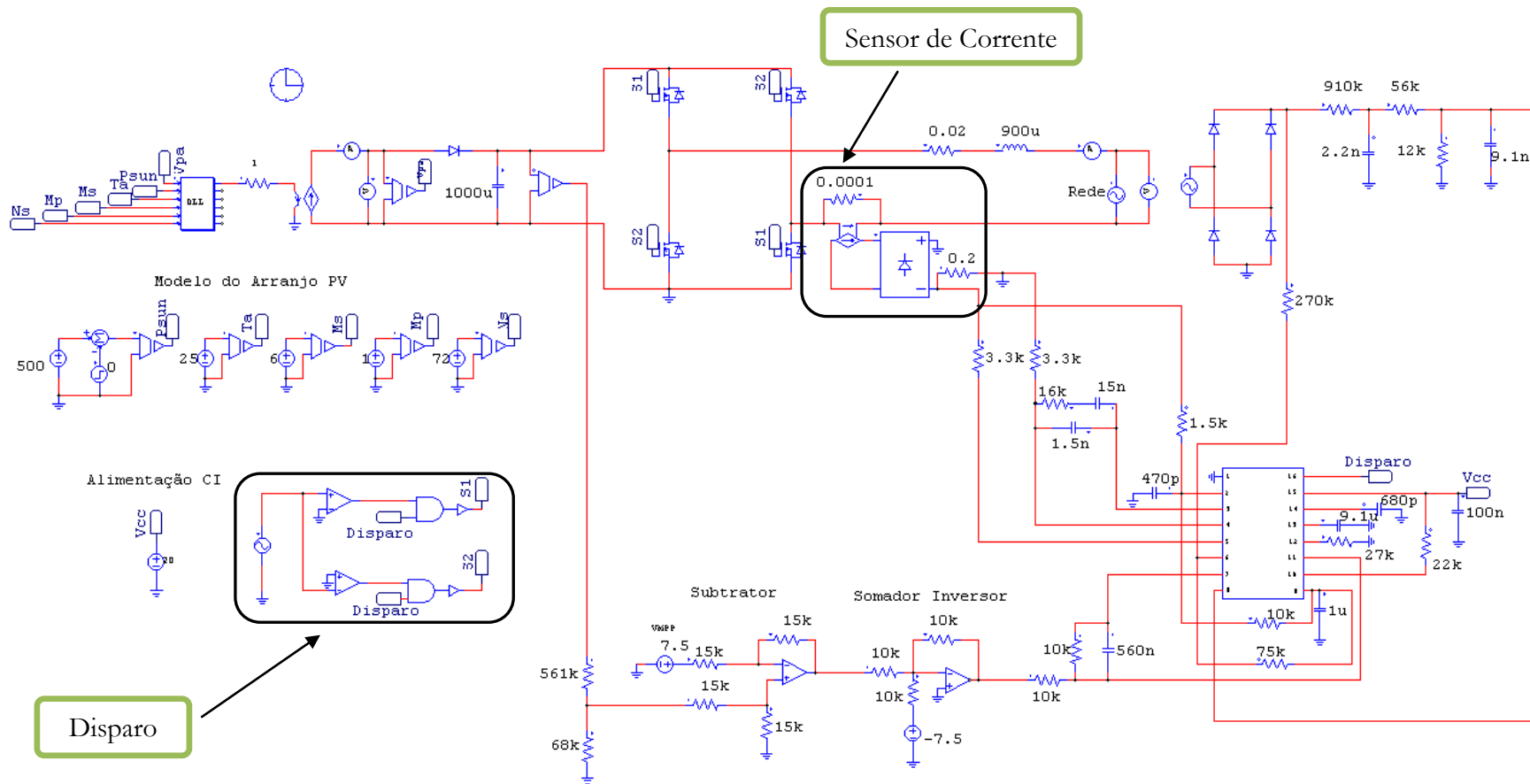


Figura 5. 23 - Sistema com único estágio de processamento utilizando o UC3854 (simulado).

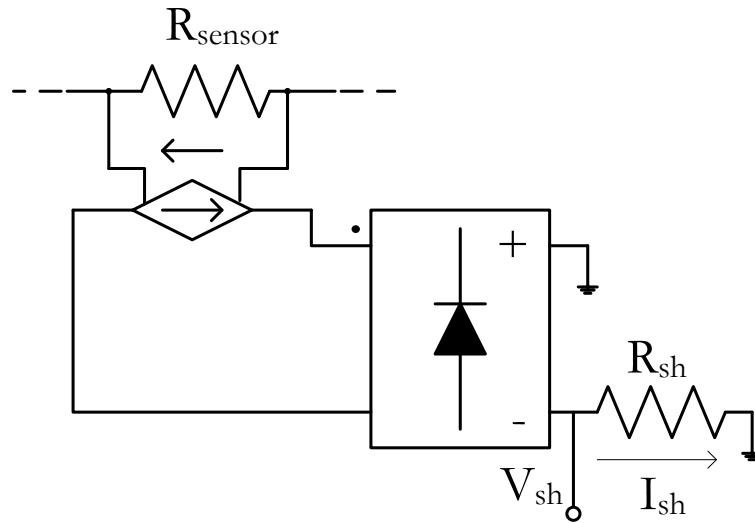


Figura 5. 24 - Detalhe do circuito de sensor de corrente.

Sendo o objetivo do sistema de controle comandar os interruptores do circuito inversor para que a corrente de saída siga a tensão da rede, uma lógica de controle deve ser empregada, tal que apenas dois interruptores conduzam no semiciclo positivo da tensão da rede elétrica e os outros dois no semiciclo negativo. Na Figura 5. 25 é apresentado o circuito utilizado para realizar essa função.

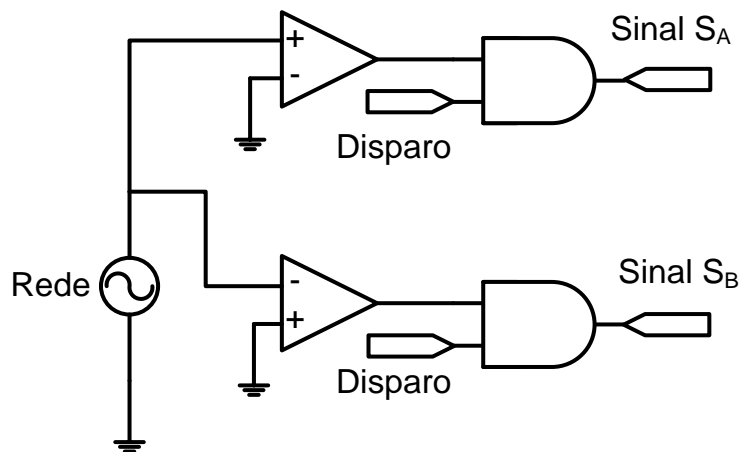


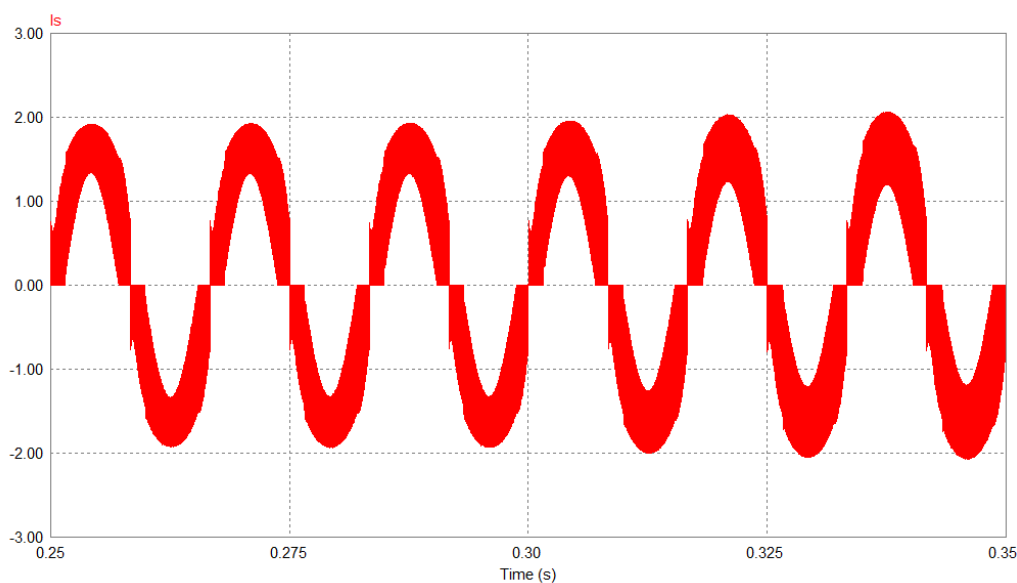
Figura 5. 25 – Circuito de disparo dos interruptores.

Como dito anteriormente, o circuito integrado trabalha em um único quadrante. Dessa forma, são necessários dois sinais diferentes para o disparo correto dos interruptores, um para cada semiciclo da tensão da rede elétrica.

Dois comparadores são utilizados para verificar quando a tensão da rede elétrica é positiva ou negativa. No semiciclo positivo da tensão da rede elétrica, o sinal  $S_A$  recebe as

informações do sinal gerado pela comparação entre a corrente de referência e uma onda dente-de-serra (Disparo) e os interruptores  $S_1$  e  $S_4$  são comandados a conduzir. De forma análoga, no semiciclo negativo da tensão da rede, o sinal  $S_B$  recebe as informações provenientes do sinal de Disparo e os interruptores  $S_2$  e  $S_3$  são comandados a conduzir.

Na Figura 5. 26 é apresentada a forma de onda da corrente de saída, empregando-se a mesma condição adotada na seção anterior.



**Figura 5. 26 - Corrente de saída (gráfico superior), tensão de entrada e tensão da rede (gráfico inferior)**

Observa-se que a corrente injetada na rede possui uma pequena distorção da passagem da corrente por zero. Isso ocorre porque quando a tensão da rede é nula todos os interruptores ficam abertos.

Buscando verificar o comportamento do sistema de controle é imposto um degrau de irradiação solar de  $500 \text{ W/m}^2$  para  $1000 \text{ W/m}^2$ . Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. 29.

Verifica-se que o sistema opera com 83% da sua máxima potência para uma irradiação solar constante de  $500 \text{ W/m}^2$ . Quando é dado o degrau de irradiação o sistema de controle não é capaz de atuar e manter o arranjo PV operando com a tensão de máxima potência.



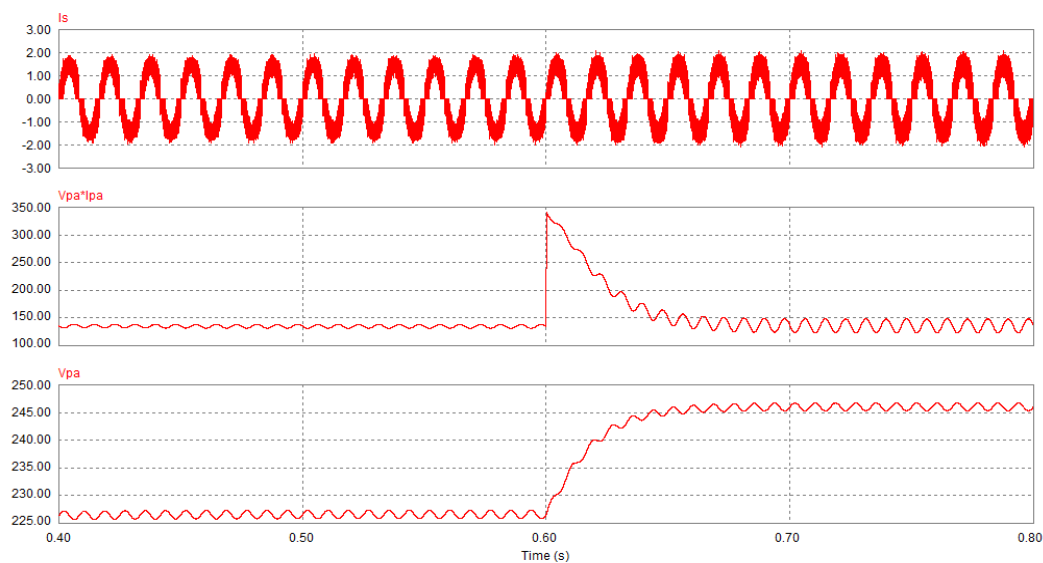


Figura 5. 27 – Corrente injetada na rede (gráfico superior), potência gerada pelo arranjo PV (gráfico médio) e tensão do arranjo PV (gráfico inferior).

Outro aspecto que deve ser avaliado é o comportamento do sistema frente a variações da rede comercial. Para isso uma variação da tensão da rede de 180 V para 160 V foi simulada, os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. 28.

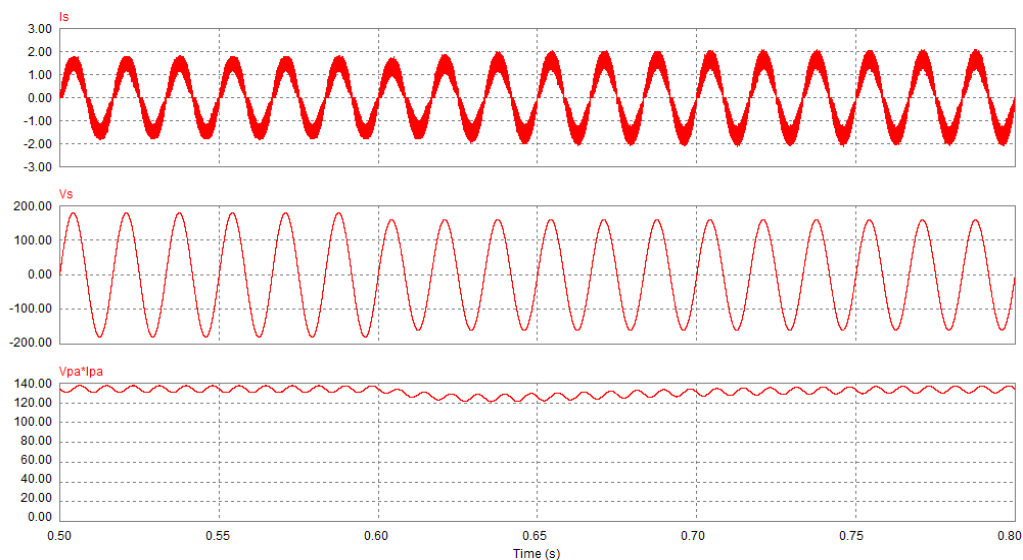


Figura 5. 28 – Corrente injetada na rede (gráfico superior), tensão da rede elétrica (gráfico de médio) e potência gerada pelo arranjo PV (gráfico inferior).

Com a variação do valor de pico, e conseqüentemente do valor eficaz da tensão da rede, observa-se que a corrente de saída mantém seu formato, mas o valor de pico e o valor eficaz variam na proporção inversa de tal forma que a potência de saída permanece praticamente constante, com pouquíssimas variações. Este é o comportamento desejado uma vez que a potência entregue à rede não pode depender das flutuações de tensão da mesma, ou seja, se a potência dos painéis fotovoltaicos não variar, a potência fornecida ao sistema elétrico não deverá variar.

Na Figura 5. 30 é apresentado o gráfico das cinquenta primeiras harmônicas, em função da fundamental, da corrente de saída. A taxa de distorção harmônica total da corrente injetada na rede é de 3,98%. A harmônica de maior influência é a terceira, gerada pela ondulação de 120Hz presente na tensão de entrada.

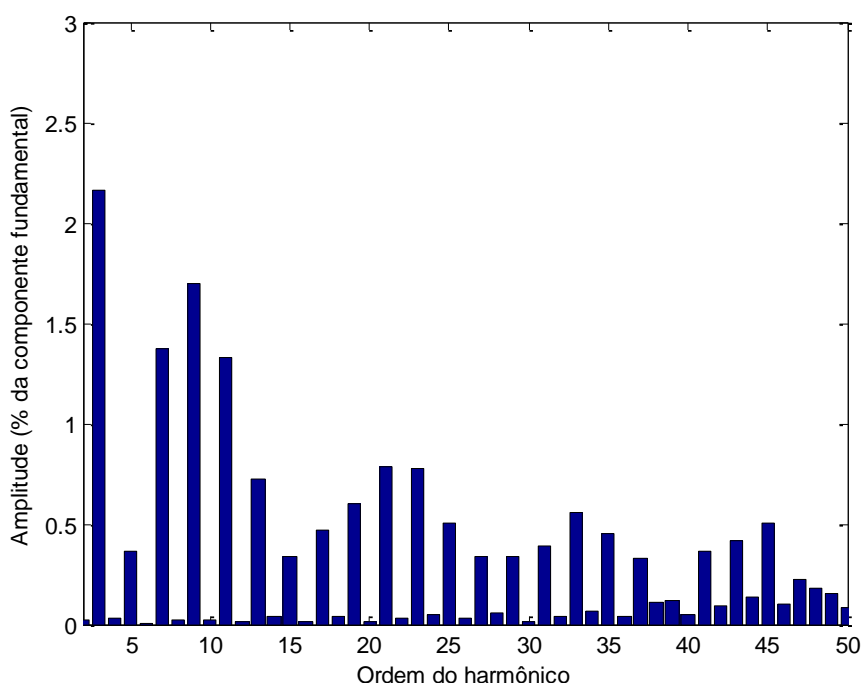


Figura 5. 29 - Amplitude das harmônicas em função da fundamental da corrente de saída (sistema com único estágio de conversão utilizando UC3854).

Neste capítulo, procurou-se validar por simulação computacional (utilizando o software Psim) os conceitos teóricos abordados no Capítulo 4. Com o objetivo de tornar as simulações mais próximas de um caso prático, foi implementado um modelo de um arranjo fotovoltaico real.

Algumas considerações práticas relacionadas às topologias em estudo foram apresentadas de forma resumida. Aspectos importantes como tempo de resposta do

sistema de controle, rastreamento de máxima potência, forma de onda e taxa de distorção harmônica da corrente injetada na rede foram discutidos neste capítulo.

Com base nas simulações apresentadas neste capítulo, percebe-se que o comportamento do sistema se dá conforme previsto teoricamente quando se empregam blocos de controle independentes (seções 5.1 e 5.2). Contudo, quando se deseja empregar o modelo do CI UC3854 (seções 5.3 e 5.4), apenas parte dos resultados ocorre conforme previsto. Ou seja, os resultados satisfatórios se referem ao fato de a corrente injetada na rede seguir a forma de onda da tensão (apresentando baixa distorção harmônica) e à boa resposta ao degrau na amplitude da tensão senoidal, que não impede que o sistema se mantenha operando no ponto de potência desejada. Por outro lado, os ensaios de degrau na irradiação solar não resultaram na manutenção do ponto de máxima potência, indicando que algum ajuste incorreto foi implementado ou que o modelo do CI não corresponde a todas as situações práticas previstas. Além disso, foi necessário reduzir a potência dos painéis para menos de 300W, a fim de garantir a forma de onda senoidal da corrente na faixa de excursão da irradiação solar.

Vale salientar, que todos os sistemas abordados foram capazes de sintetizar uma corrente de saída com taxa de distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos.

A Tabela 5.1 resume os resultados obtidos neste capítulo.

**Tabela 5.1 – Desempenho dos sistemas PV simulados neste capítulo.**

<b>Sistema</b>	<b>Corrente senoidal</b>	<b>THD</b>	<b>Distorção de Crossover (passagem por zero)</b>	<b>Degrau de Tensão da Rede</b>	<b>MPPT</b>
Dois estágios, controle independente	Ok	3,83%	Sim. Pequena distorção.	Ok	Ok
Único estágio, controle independente	Ok	3,54 %	Não	Ok	Ok
Dois estágios, controle usando o UC 3854	Ok	1,50%	Sim	Ok	Não

Único estágio, controle usando o UC 3854	Ok	3,98%	Sim	Ok	Não
--	----	-------	-----	----	-----

## 5.4 – Protótipo experimental

As topologias apresentadas neste trabalho foram analisadas minuciosamente através de simulações computacionais e conceitos teóricos. Embora uma estrutura qualquer possa ser validada pela análise de resultados de simulação computacional, a obtenção de resultados experimentais traz mais consistência aos conceitos associados às topologias em estudo.

A Figura 5.30 mostra uma fotografia do protótipo implementado em laboratório na tentativa de se realizar experimentalmente uma versão do sistema estudado (dois estágios). A placa de circuitos (PCB) da esquerda constitui o bloco inversor de baixa frequência, ao passo que a PCB da direita engloba o conversor buck, bem como os elementos de controle. Com objetivo de sintetizar a corrente senoidal e rastrear a máxima potência do painel, empregou-se o CI 3854 nesta versão do protótipo.

Infelizmente, até o momento da conclusão desta dissertação, os resultados experimentais não foram conclusivos o suficiente numa forma que pudessem ser incluídos neste documento. Foi possível comprovar, contudo, que o circuito integrado permite simplificar a implementação do sistema bem como gerar os sinais para sintetização da corrente senoidal. Por outro lado, a definição do nível de potência mais apropriado e um melhor ajuste dos elementos do circuito (para garantia do rastreamento da máxima potência) ainda carecem de avaliação posterior. Tais providências estão sendo consideradas em outra dissertação de mestrado em andamento no mesmo laboratório, com previsão de conclusão para meados de 2011.

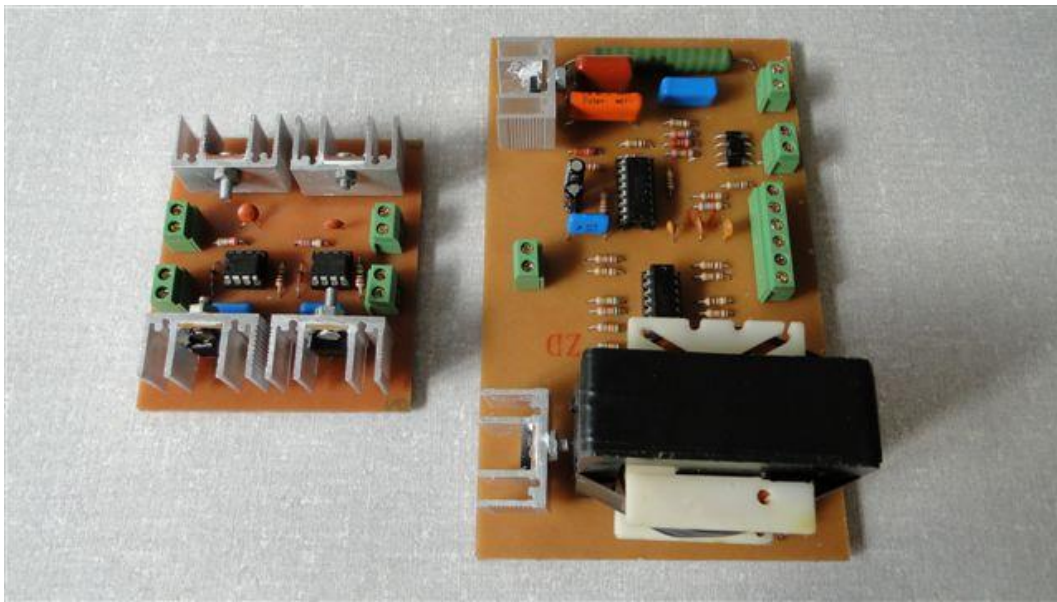


Figura 5. 30 – Protótipo laboratorial do sistema com dois estágios de processamento utilizando o UC3854.

# Capítulo 6

## Conclusões Finais & Trabalhos Futuros

Neste trabalho foram apresentadas quatro topologias de conversores estáticos aplicados ao processamento e condicionamento de energia em sistemas fotovoltaicos monofásicos, não-isolados, conectados à rede de energia elétrica. As estruturas abordadas permitem que um sistema fotovoltaico opere com alto fator de potência, injetando na rede elétrica uma corrente praticamente senoidal e em fase com a tensão no ponto de acoplamento comum. Além disso, através de um sistema de controle adequado é possível fazer com que o arranjo fotovoltaico opere próximo ao ponto de máxima potência para diferentes condições de radiação solar.

Vale salientar que a abordagem convencional, envolvendo as tarefas básicas de um sistema fotovoltaico (MPPT, correção do fator de potência e inversão da corrente), emprega dois ou mais estágios de conversão, o que pode implicar em maior custo e menor eficiência. Assim, uma importante contribuição deste trabalho é mostrar que todas essas funções podem ser integradas em um único estágio de potência a ser acionado, por sua vez, por um sistema simplificado e de baixo custo.

Toda a lógica de controle das topologias estudadas é baseada na técnica de controle por corrente média, que nos sistemas apresentados em 5.3 e 5.4 foi implementada por um

circuito integrado de baixo custo, o UC3854.

Dentro deste contexto, o trabalho inicia-se abordando a importância da busca por soluções energéticas alternativas visto que com o crescimento econômico mundial acelerado, e em alguns casos descontrolado, a possibilidade de esgotamento das reservas de combustíveis fósseis torna-se notória. Assim, os países que se posicionarem de forma adequada quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e baixo impacto ambiental obterão importantes vantagens competitivas. Uma das soluções que vem sendo adotadas em diversas partes do mundo são os sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

No capítulo 2, foram apresentadas as características principais dos módulos fotovoltaicos e um modelo matemático capaz de representar de forma fiel o comportamento desses elementos frente a variações climáticas como radiação solar e temperatura. O modelo apresentado além de sintetizar as curvas características de um determinado arranjo fotovoltaico, pode ser implementado em simuladores computacionais. Buscando emular uma situação prática, esse modelo foi utilizado no Capítulo 5 para simular um arranjo fotovoltaico.

No capítulo 3, foi apresentado um breve estudo sobre as principais topologias de conversores estáticos aplicadas a sistemas fotovoltaicos e os principais métodos empregados no rastreamento do ponto de máxima potência, pois, como se sabe, as células solares possuem baixa eficiência.

Desta forma, o sistema de processamento de energia deve ser capaz de rastrear o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico, fazendo com que toda a energia disponível seja utilizada. Devido ao baixo custo e a facilidade de implementação, optou-se por utilizar o método de controle da tensão constante. Esta técnica de rastreamento consiste em manter o arranjo fotovoltaico operando na tensão de máxima potência para uma dada temperatura, sabendo-se que variações não extremas desta grandeza física não alteram significativamente a operação em máxima potência. Em todos os casos simulados, a temperatura adotada foi de 25°C. Entretanto, em uma situação prática deve-se realizar um estudo para verificar a temperatura média da localidade onde o arranjo fotovoltaico será instalado e assim poder programar o sistema de controle para essa temperatura.

A partir do estudo desenvolvido, foi vislumbrada a possibilidade de utilização do sistema de controle por corrente média para rastrear o ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Nestes sistemas, a tensão nos terminais

do arranjo fotovoltaico deve ser mantida constante no valor de  $V_{MPP}$  para que o sistema opere transferindo a máxima energia disponível. Além disso, o sistema de controle deve atuar fazendo com que a corrente de saída do estágio de processamento de energia (que é injetada na rede elétrica) tenha a mesma forma de onda e esteja em fase com a tensão alternada.

No capítulo 4, é abordada uma alternativa topológica compacta de conversor em corrente aplicado ao processamento de energia em sistemas fotovoltaicos monofásicos, não isolados, conectados à rede elétrica. Sua topologia é baseada em um inversor tipo VSI de único estágio, cujas chaves são controladas para fornecer uma corrente quase senoidal à rede, mantendo a tensão do arranjo fotovoltaico praticamente constante no ponto de máxima potência. A topologia de único estágio é alcançada através da integração de um conversor *Buck* com um circuito inversor, dando origem a topologia conhecida como inversor VSI.

A validação dos conceitos referentes à topologia abordada é feita por meio de simulação computacional de uma situação prática no Capítulo 5. O arranjo fotovoltaico adotado é formado por seis painéis BP SX-120 conectados em série, totalizando uma tensão de 202 V no ponto de máxima potência e gerando 720 W, em condições padrões de teste.

Buscando formalizar os conceitos teóricos apresentados no decorrer do trabalho são analisados, no Capítulo 5, quatro sistemas monofásicos de processamento de energia fotovoltaica, são eles: sistema com dois estágios de conversão, sistema com único estágio de conversão, sistema com dois estágios de conversão utilizando o UC3854 e sistema com único estágio de conversão utilizando UC3854.

No primeiro caso, o sistema de processamento de energia é formado por um conversor *Buck* em cascata com um circuito inversor, toda a lógica de controle é baseada no chaveamento em alta frequência do interruptor  $S_{BUCK}$ . O circuito inversor opera na frequência da rede e tem a função de adequar à corrente de saída do sistema para que essa possa ser injetada na rede elétrica. Para verificar o comportamento do sistema de controle, um degrau de radiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  para  $500 \text{ W/m}^2$  foi considerado. O sistema de controle atua de forma eficiente diminuindo a corrente injetada na rede a fim de manter a tensão no terminal do arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência. O tempo de resposta do sistema é de 300ms. A corrente de saída apresenta uma distorção na passagem



por zero e um THD de 3,83%.

A segunda topologia abordada é originada da integração de um conversor *Buck* com um inversor *full-bridge* monofásico. Este processo de integração resulta, essencialmente, em uma topologia de inversor de tensão (VSI) com filtragem de corrente CA.

Diferentemente da topologia anterior, esse estágio possui apenas quatro interruptores o que confere maior confiabilidade e menor custo à estrutura. Todos os interruptores operam em alta frequência (70kHz), e são esses os responsáveis por sintetizar uma corrente de saída com a forma de onda semelhante a tensão da rede elétrica. O tempo de resposta do sistema de controle frente uma variação positiva da radiação solar é inferior a 100ms.

Nesta configuração, não foi verificada distorção da corrente de saída na passagem por zero, esta característica proporciona a estrutura uma taxa de distorção harmônica menor (3,54%).

Buscando simular uma situação prática é incorporado ao sistema com dois e um estágio de processamento o modelo do circuito integrado UC3854 do software Psim. Toda lógica de controle passa a ser realizada por esse dispositivo. Contudo, com o emprego do CI apenas parte dos resultados ocorre conforme previsto. Os resultados satisfatórios se referem ao fato de a corrente injetada na rede seguir a forma de onda da tensão com baixa distorção harmônica e à boa resposta ao degrau na amplitude da tensão senoidal, que não impede que o sistema se mantenha operando no ponto de potência desejada.

Entretanto, o sistema de controle não respondeu de forma eficiente à variação da irradiação solar indicando que algum ajuste incorreto foi implementado ou o modelo do CI não corresponde a todas as situações práticas previstas.

Vale salientar, que em geral, todas as topologias abordadas foram capazes de sintetizar uma corrente de saída praticamente senoidal e em fase com a tensão no ponto de acoplamento comum, o que permite os sistemas operarem em conformidade com a IEEE Std. 929-2000.

Os resultados aqui apresentados constituem um passo importante no estudo do processamento de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, uma vez que evidenciam a confiabilidade das topologias abordadas.

Alguns tópicos podem ser sugeridos como trabalhos futuros, de modo a aperfeiçoar os sistemas apresentados, bem como definir novas diretrizes dentro da linha de

pesquisa de sistemas de energia renováveis. A seguir são listadas algumas sugestões:

- Implementação experimental de todas as topologias estudadas e verificação conclusiva da viabilidade de uso do CI 3854;
- Estudo e implementação de outros sistemas de rastreamento do ponto de máxima potência (ex: perturbação e observação e controle por lógica *fuzzy*);
- Avaliação do comportamento dos sistemas frente a variações de temperatura;
- Avaliação do comportamento dos sistemas em condições de falta de energia da concessionária (*islanding*).

# Referências Bibliográficas

Aberle, A. G., Wenham S. R., Green M. A. (1993), “A New Method for Accurate Measurements of the Lumped Series Resistance of Solar Cells” *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.

Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica, (2008), “Atlas da Energia Elétrica no Brasil”, 3º Edição, Brasília, Brasil.

Bose, B. K., Szczesny, P. M., Steigerwald, R. L. (1984), “Microcomputer Control of a Residential Photovoltaic Power Conditioning System”, *IEEE Ind. Appl. Soc. Annual Meeting*, pp. 852-859, September.

Braga, H. A. C. (1996), “Conversores Multiníveis em Corrente”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

Bühler, A. J. (2007), “Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Casaro, M. M., Martins, D. C. (2008), “Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análise em eletrônica de potência via simulação”, *Revista de Eletrônica de Potência*, vol. 13, no. 3.

Casaro, M. (2008), “Inversor trifásico de dois estágios modificado aplicado no processamento da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica”, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

Chapman, P. L., Eram, T. (2007), “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, pp. 439-449, June.

Chuco, B. (2007), “Otimização da Potência de Operação em Sistema Isolado Fotovoltaico Usando Técnicas de Inteligência Artificial”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande, Brasil.

Demonti, R. (1998). “Sistema de Co-Geração de Energia a partir de Painéis Fotovoltaicos” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Demonti, R., Martins, D. C., Barbi, I. (1999), “Static Conversion System for Treatment of the Solar Energy and Interconnection with the Mains Power Supply”, *V Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 99)*, Foz do Iguaçu, Brasil.

Demonti, R, Martins, D. C., (2001), “Photovoltaic Energy Processing for Utility Connected System”, em *Anais do VI Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COBEP 2001)*, pp. 735-739. Florianópolis, Brasil.

Dixon, L. (1988) “High Power Factor Preregulator for Off-Line Power Supplies”, Unitrode Power Supply Seminar Handbook, 1988.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, (2007), “Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030”. Rio de Janeiro: EPE/MME, Brasil. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>, acessado 15/05/2010.

European Union. (2007), “A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology”. *The European Photovoltaic Technology Platform*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

Faranda, R., Leva, S. and Maugeri, V. (2008). “MPPT techniques for PV Systems: energetic and cost comparison” IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21<sup>st</sup> Century”, pp. 1-6.

Femia, N., Petrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M. (2005), “Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method”, *IEEE Transaction Power Electronic*, vol. 20, pp. 963-973, July

Fraindenraich, N. (2002), “Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos: Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil”.Unicamp, Campinas, Brasil.

Green, M. A., Lorenzo, E. and Post, N. H. (2000) “Solar Cell Efficiency Tables, Version 16”, *Progress in Photovoltaics: Researchs and Applications*”, vol. 8, n. 4, pp. 377-383.

Hart, G. W., Branz, H. M., Cox, C. H. (1984), “Experimental tests of open-loop maximum-power-point tracking techniques”, *Solar Cells*, vol. 13, pp. 185-195.

Hecktheuer, L. A. (2001), “Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos”, Dissertação de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Hermann, W., Wiesner W., Vaaben W. (1997), “Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a teststandard and consequences for module design with respect to bepasdiodes”, *Photovoltaic Specialists Conference*.

Hiyama, T., Kouzuma, S., Imakubo, T. (1995), “Identification of optimal operating point of PV modules using neural network for real time maximum Power tracking control”, *IEEE Transaction Energy Conversion*, vol. 10, pp.360-367, June.

Hsiao, Y. T., Chen, C. H. (2002), “Maximum power tracking for photovoltaic power system” in *Conference Record of the 37<sup>th</sup> IAS Annual Meeting Ind. Application Conference*, pp. 1035-1040.

IEA. International Energy Agency. (2007) “Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 and 2006”, *Trends in Photovoltaic Applications*. Disponível em: [http://www.ieapvps.org/products/download/rep1\\_16.pdf](http://www.ieapvps.org/products/download/rep1_16.pdf), acessado em 15/05/2010.

IEA. International Energy Agency. (2008), “Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 and 2007”, *Trends in Photovoltaic Applications*. Disponível em: [http://www.ieapvps.org/products/download/rep1\\_17.pdf](http://www.ieapvps.org/products/download/rep1_17.pdf), acessado em 15/05/2010.

IEEE Std. 929-2000 (2000), “Recommended Practices for Utility Interface of Photovoltaic Systems”.

Jain, S., Agarwal, V. (2004), “A New Algorithm for Rapid Tracking of Approximate Maximum Power Point in Photovoltaic Systems”, *IEEE Power Electronic*, vol. 2, pp.16-19, March.

Kajer, S. B., Pedersen J. K. and Blaabjerg, F. (2005), “A Review of Single-Phase Grid Connected Inverters for Photovoltaic Modules” *IEEE Transactions on Industry Applications*”, vol. 41, pp.1292-1306.

Kasa, N., Iida, T., Chen, L. (2005), “Flyback Inverter Controlled by Sensorless Current MPPT for Photovoltaic Power System” *IEEE Transaction Ind. Electronics Specialists Conference*, pp. 172-177.

King, D. L., Hansen, B. R., Kratochvil, J. A., Quintana, M. A. (1997), “Dark current-voltage measurements on photovoltaic modules as a diagnostic or manufacturing tool”, *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*.

Kjaer, S. B., Pedersen J. K and Blaabjerg, F. (2005) “A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules” *IEEE Transactionson Industry Applications*”, vol. 41, pp.1292-1306.

Kobayashi, K., Matsuo, H., Sekine, Y. (2004), “A novel optimum operating point tracker of the solar cell power supply system” in *35th Annual IEEE Power Electronic Specialists Conference*, pp. 1113-1118.

Kroposki, B., De Blasio, R. (2000), “Technologies for the New Millenium: Photovoltaics as a Distributed Resource”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*.

Kuo, Y. C., Liang, T. J., Chen, J. F. (2001), “Novel maximum-power-point-tracking controller for photovoltaic energy conversion system”, *IEEE Transaction Ind. Electronic*, vol.

48, pp. 594-601, June.

Lacerda, V. S., Abreu R. A., Mattos F. C., Ferreira, A. A., Barbosa, P. G. Braga, H. A. C.; (2010); “Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica, Único Estágio, com Rastreamento do Ponto de Máxima Potência”, *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, Bonito, Brasil.

Lacerda, V. S.; Barbosa, P. G.; Braga, H. A. C. (2010), “A Single-Phase Single-Stage, High Power Factor Grid-Connected PV System, with Maximum Power Point Tracking” *International Conference on Industrial Technology – IEEE-ICIT*, Viña del Mar, Valparaíso, Chile.

Macedo, W. N., Filho, G. F. P., Pinho, J. T., Zilles, R. (2008), “Experiências com o Primeiro Sistema Fotovoltaico Integrado a Edificação e Conectado à Rede na Região Amazônica Brasileira”, *II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES*.

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2004), Cepel –Cresesb, Edição Especial PRC-PRODEEM.

Masoum , M. A. S., Dehbonei, H., Fuchs, E. F. (2002), “Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking”, *IEEE Transaction Energy Conversion*, vol.17, pp.514-522, December.

Merwe, G., Merwe, L. (1998), “150W Inverter – An Optimal Design for Use in Solar Home Systems”, *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE'98)*, vol. 1, pp. 57-62, June.

Meyer, E. L., Van Dyk, E. E. (2003), “Characterization of degradation in thin-film photovoltaic module performance parameters”, *Renewable Energy* 28, pp. 1455-1469.

Meyer, E. L., Van Dyk, E. E., (2004) “Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters”, *IEE Transactions on Reliability*.

Noguchi, T., Togashi, S., Nakamoto, R. (2000), “Short-current pulse based maximum-power-point tracking for photovoltaic power generation system” in *Proc. 2000 IEEE International Symp. On Ind. Electronic*, pp. 157-162.

Pontes, J. R. M., Tiruaki, G. F., Pereira, O. S. (2009), “A Inserção da Geração de Energia Elétrica Através de Fonte Eólica e de Pequenas Centrais Hidrelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Questões Regulatórias”. VI Congresso Brasileiro de Regulação, Rio de Janeiro, Brasil.

Prieb, C. W. M. (2002), “Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Quan, L. and Peter, W. (2008), “A Review of the Single Phase Photovoltaic Module Integrate Converter Topologies With Three Different DC Link Configurations”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp.1320-1333.

Ramos, C. M. (2006), “Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos”, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

Rampinelli, G. A., Krenzinger, A. (2006) “Efeito do Sombreamento em Células de uma Associação de Módulos Fotovoltaicos Conectados à Rede”, *Avances en Energías Renovables y Meio Ambiente*, vol.10, pp.04-16.

Rodrigues, M. C. B. (2004), “Inversor Boost Multível em Corrente e sua Aplicação no Processamento de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conectados à Rede Elétrica”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.

Rodrigues, M. C. B., Teixeira, E. C., Barbosa, P. G. and Braga, H. A. C. (2006) “Boost current multilevel inverter and its application on single-phase grid-connected photovoltaic systems”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, pp. 1116-1124.



Rosemback, R. H. (2004), “Conversor CC-CC Bidirecional *Buck-Boost* atuando como Controlador de Carga de Baterias em um Sistema Fotovoltaico”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.

Silva, D. R. (2003), “Sistema Eletrônico para Processamento de Energia Solar Fotovoltaica, Operando na Máxima Transferência de Potência, com Aplicação na Alimentação de Refrigeradores Convencionais”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

Souza, K., Daher, S., Antunes, F. (2001), “A Single-Phase Inverter for PV Systems”, *Anais do VI Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência (COPEB 2001)*, pp. 215-219, Florianópolis, Brasil

Todd, P (1999). “UC3854 Controlled Power Factor Correction Circuit Design”, U-134 Unitorde Application Note, SLUA144, Texas Instruments.

Vera, L. H., Prieb, C. W., Krenziger, A. (2006), “Comparação do Desempenho de Módulos Fotovoltaicos após Seis Anos de Operação”, *Avances en Energías Renovables y Meio Ambiente*, vol. 10, pp. 25-32.

Varella, F. K. O. M. (2009), “Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil”. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

Varella, F. K. O. M., Gomes, R. e Jannuzzi, G. M. (2009), “Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação”. *International Energy Initiative*, Campinas, Brasil.

Vorperian, V. (1990). “Simplified Analysis of PWM Converters using Model of PWM Switch. Continuous Conduction Mode”, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 26, pp. 490-496.

Winrock International (2002), “Brazil Trade Guide on Renewable Energy in Brazil. Outubro, Brasil.

Yuvarajan, S. e Xu, S. (2003), “Photo-voltaic Power converter with a simple maximum power-point-tracker” in *Proc. 2003 International Symp. On Circuits and Systems*, pp. III-399-III-402.

Zilles, R. (2004), “Geração de Eletricidade a Partir da Energia Solar: Sistemas Fotovoltaicos”. Dossiê Energia Greenpeace.

Zilles, R. (2008), “Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos”, 1ª Reunião do Grupo de Trabalho GT-GDSF.

Zimmermann, C. (2004) “Regenerador de Energia com Elevado Fator de Potência para o Teste de Burn-in de Reator Eletrônicos de 250W” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.

# Apêndice A

## Projeto Físico do Indutor

O projeto do indutor utilizado nas topologias apresentadas no Capítulo 4 foi realizado seguindo as informações encontradas em Erickson, 1997 e Rodrigues, 2004. O valor do indutor projetado é 900  $\mu\text{H}$ . Considerando que esse componente foi projetado adequadamente, a corrente que flui através do indutor é praticamente senoidal, com baixa distorção harmônica. Logo, a corrente pode ser aproximada, desconsiderando os harmônicos, por:

$$i_s(t) = m_a \cdot I_{\text{sen}}(\omega t) \quad (\text{A.1})$$

Conforme discutido no Capítulo 4, será considerada no projeto do indutor uma corrente máxima de 8,02A. O índice de modulação de amplitude adotado é  $m_a=1$ , de modo que o indutor projetado possa ser utilizado sem saturação de seu núcleo em toda faixa de operação linear do sistema ( $0 \leq m_a \leq 1$ ). Assim:

$$i_s(t) = 1 \cdot 8,02 \cdot \sin(2\pi \cdot 60 \cdot t) \quad (\text{A.2})$$

Devido à disponibilidade em laboratório optou-se por utilizar um núcleo de ferrite na construção do indutor. Seu dimensionamento é feito a partir do produto das áreas  $A_e$  e  $A_w$ , mostradas na Figura A. 1.

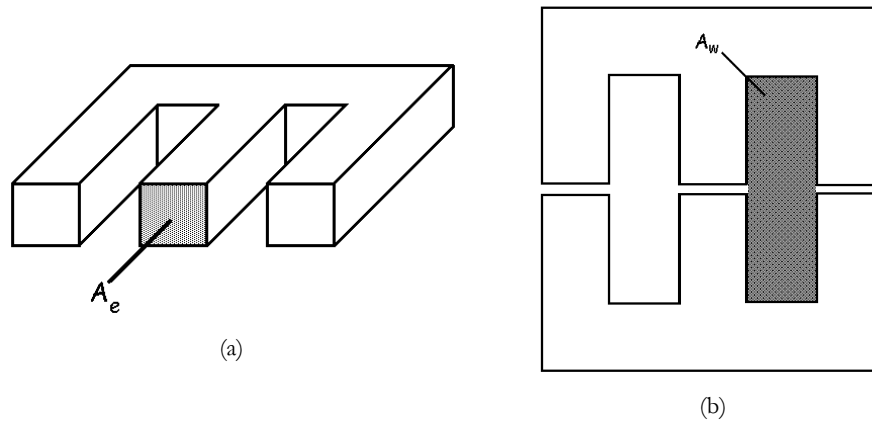


Figura A. 1 – Vistas do núcleo de ferrite.

O produto das áreas do núcleo de ferrite a ser utilizado pode ser calculado por:

$$A_e \cdot A_w \geq \frac{L \cdot i_{s(\text{pico})} \cdot i_{s(\text{RMS})} \cdot 10^4}{K_w \cdot B_{\text{máx}} \cdot J_{\text{máx}}} \quad (\text{A.3})$$

Sendo:

- $K_w$ : fator de ocupação do cobre dentro carretel;
- $B_{\text{máx}}$ : máxima densidade de fluxo magnético;
- $J_{\text{máx}}$ : máxima densidade de corrente no condutor do indutor.

Para o caso em estudo tem-se:  $i_{s(\text{pico})}=8,02\text{A}$ ,  $i_{s(\text{RMS})}=5,37\text{A}$ ,  $B_{\text{máx}}=0,3\text{T}$ ,  $K_w=0,7$  e  $J_{\text{máx}}=450\text{A}/\text{cm}^2$ . Logo:

$$A_e \cdot A_w = \frac{0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 8,02 \cdot 5,67 \cdot 10^4}{0,7 \cdot 0,3 \cdot 450} = \frac{409,261}{94,5} \approx 4,331\text{cm}^4 \quad (\text{A.4})$$

O núcleo de ferrite disponível em laboratório é o EE 55/28/21 que possui o produto de área igual a:

$$[A_e \cdot A_w]_{\text{escolhido}} = 19,13 \cdot 2 \cdot 10,75 = 40,92\text{cm}^2 \quad (\text{A.5})$$

Como pode-se observar o produto de área do núcleo escolhido é três vezes maior que o necessário. Maior a área efetiva menor o número de espiras do indutor, conseqüentemente mais fácil a construção. O número de espiras  $\eta_{\text{esp}}$  pode ser determinado pela equação (A.6).

$$\eta_{\text{esp}} = \frac{L \cdot i_{s(\text{pico})} \cdot 10^4}{B_{\text{máx}} \cdot A_e} \quad (\text{A.6})$$

$$n_{\text{esp}} = \frac{0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 8,02 \cdot 10^4}{0,3 \cdot 3,468} = 69,38 \text{ espiras} \quad (\text{A.7})$$

Determinado o número de espiras, resta ainda estimar o tamanho do entreferro (*gap*):

$$l_g = \frac{n_{\text{esp}}^2 \cdot \mu_o \cdot A_e \cdot 10^{-2}}{L} \quad (\text{A.8})$$

Onde  $\mu_o$  é a permeabilidade do ar ( $4\pi \times 10^{-7}$  H/m).

$$l_g = \frac{(69)^2 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 3,468 \cdot 10^{-2}}{0,9 \cdot 10^{-3}} = 3,34 \cdot 10^{-3} = 0,23 \text{ mm} \quad (\text{A.9})$$

Este valor é utilizado como ponto de partida para o tamanho do entreferro que deve ser variado até que a indutância deseje seja alcançada.

Para determinação dos condutores, devem ser levadas em consideração a área e o diâmetro do condutor de cobre a ser utilizado. O parâmetro profundidade de penetração ( $\delta_p$ ) determina o máximo raio que um condutor pode ter quando está trabalhando em uma determinada frequência,  $f_{\text{op}}$ .

No caso em questão,  $f_{\text{op}} = f_s = 70$  kHz.

$$\delta_p = \frac{7,5}{\sqrt{f_{\text{op}}}} = \frac{7,5}{\sqrt{2 \cdot 70 \cdot 10^3}} = 0,02 \text{ cm} \quad (\text{A.10})$$

Sendo assim, o fio a ser utilizado é o AWG 26 cuja seção transversal é 0,001287  $\text{cm}^2$ .

A área do fio necessária para a confecção das espiras pode ser calculada pela equação (A.11).

$$S_{\text{Cu}} = \frac{I_{s(\text{RMS})}}{J_{\text{máx}}} = \frac{5,76}{450} = 0,0126 \text{ cm}^2 \quad (\text{A.11})$$

Sendo assim, o fio utilizado será o AWG 19 com seção transversal igual a 0,006527  $\text{cm}^2$ .

O indutor dimensionado é formado por um núcleo de ferrite EE 55/28, com 70 espiras de fio AWG 19.

# Apêndice B

## Projeto dos componentes externos do UC3854

Neste apêndice serão apresentados, em forma de um exemplo de projeto, os passos adotados para determinação dos componentes externos do circuito integrado UC3854. Os procedimentos aqui descritos são baseados nas informações contidas no catálogo do fabricante.

O primeiro passo para o projeto dos componentes externos do circuito integrado é determinar as especificações do sistema em estudo.

- $V_{S_{\max}}=146,1$  V – Tensão eficaz máxima da rede elétrica
- $V_{S_{\min}}=107,9$  V – Tensão mínima da rede elétrica
- $P_{\text{in}}=376,4$  W – Potência de entrada
- $V_{\text{ref}}=7,5$  V – Tensão de referência do UC3854
- $f_s=70$  kHz – Frequência de comutação dos interruptores
- $\eta=90\%$  - Rendimento adotado para o sistema
- $L=900$   $\mu\text{H}$  - Indutor

De posse desses dados, calcula-se as correntes máxima de pico e eficaz injetada na rede elétrica.

$$I_{sp_{max}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 376,4 \cdot 0,9}{107,9} = 4,4 \text{ A} \quad (\text{B.1})$$

$$I_{s_{max}} = \frac{I_{sp_{max}}}{\sqrt{2}} = 3,1 \text{ A} \quad (\text{B.2})$$

Para monitorar a corrente no indutor optou-se por utilizar um resistor *shunt*. A tensão sob esse resistor deve ser pequena para evitar perdas excessivas. Um valor de tensão comumente empregado é 1 V.

$$R_{sh} = \frac{1}{I_{sp_{max}}} = \frac{1}{4,4} = 0,23 \Omega \quad (\text{B.3})$$

De posse do valor do resistor *shunt* pode-se determinar o valor do resistor  $R_{14}$ . Adotando  $R_{15} = 10 \text{ k}\Omega$  tem-se que:

$$R_{14} = \frac{I_{sp_{max}} \cdot R_{sh} \cdot R_{15}}{V_{ref}} = 1,35 \text{ k}\Omega \quad (\text{B.4})$$

A frequência de chaveamento é determinada pelo resistor  $R_{16}$  e pelo capacitor  $C_{16}$ . Conhecida a frequência de chaveamento e fazendo  $C_{16} = 0,66 \text{ nF}$  encontra-se do resistor  $R_{16}$ .

$$R_{16} = \frac{1,25}{C_{16} \cdot fs} = 27,06 \text{ k}\Omega \quad (\text{B.5})$$

Na prática, é colocado um trimpot para ajustar com precisão o valor da frequência de chaveamento.

A amostra da tensão da rede, que fornece a formato da corrente de saída do sistema, é fornecida pelos resistores  $R_{20}$  e  $R_{21}$ . A tensão no pino 6, terminal de sincronismo, é mantida internamente em 6V e a corrente máxima permitida é  $600 \mu\text{A}$ .

$$R_{20} = \frac{V_{sp} - 6 \text{ V}}{0,6 \cdot 10^{-3}} = 290 \text{ k}\Omega \quad (\text{B.6})$$

É recomendado pelo fabricante a utilização de um resistor entre os terminais de sincronismo (pino 6) e tensão de referência (pino 9) com resistência em torno de 25% do valor da resistência de sincronismo.

$$R_{21} = \frac{R_{20}}{4} = 72,5 \text{ k}\Omega \quad (\text{B.7})$$

O capacitor de partida progressiva  $C_{17}$  determina o tempo em que a tensão de referência, partindo do zero, atinge seu valor nominal. Neste projeto foi estipulado o tempo de 1s.

$$C_{17} = \frac{7 \cdot 10^{-6} \cdot t_{on}}{7,5} = \frac{7 \cdot 10^{-6} \cdot 1}{7,5} = 0,93 \mu\text{F} \quad (\text{B.8})$$

Foi adotado um capacitor de  $1 \mu\text{F}$ .

Entre os pinos 10 (ENA) e o 15 ( $V_{cc}$ ) coloca-se um resistor de  $22 \text{k}\Omega$  para manter a saída PWM habilitada. Além dos componentes calculados até o momento, utilizam-se ainda os seguintes componentes:  $C_{14} = 1 \mu\text{F}$  e  $C_{15} = 100 \text{nF}$ .

- Regulador de Corrente

O regulador de corrente é projetado conforme a metodologia apresentada no Capítulo 4. Para isso deve-se encontrar o valor do ganho na frequência em  $17,5 \text{ kHz}$ . Esta frequência foi escolhida por estar abaixo de  $f_s/2$  que, segundo a teoria dos Sistemas Amostrados, é o limite máximo para se posicionar a frequência de cruzamento por zero da resposta do conversor com o regulador. Entretanto, essa frequência não deve ser muito baixa, pois quanto menor a frequência por zero ( $f_z$ ) pior é a resposta dinâmica do sistema.

A função de transferência da tensão no sensor de corrente sobre a tensão de erro do regulador de corrente é dado por:

$$\frac{V_{R_{sh}}(s)}{V_c(s)} = \frac{2 \cdot V_{pa} \cdot R_{sh}}{V_{pp} \cdot L \cdot s} \quad (\text{B.9})$$

Considerando a tensão de pico a pico da rampa de compensação ( $V_{pp}$ ) igual a  $5,5 \text{ V}$ , pode-se determinar o ganho para a frequência de  $17,5 \text{ kHz}$ .

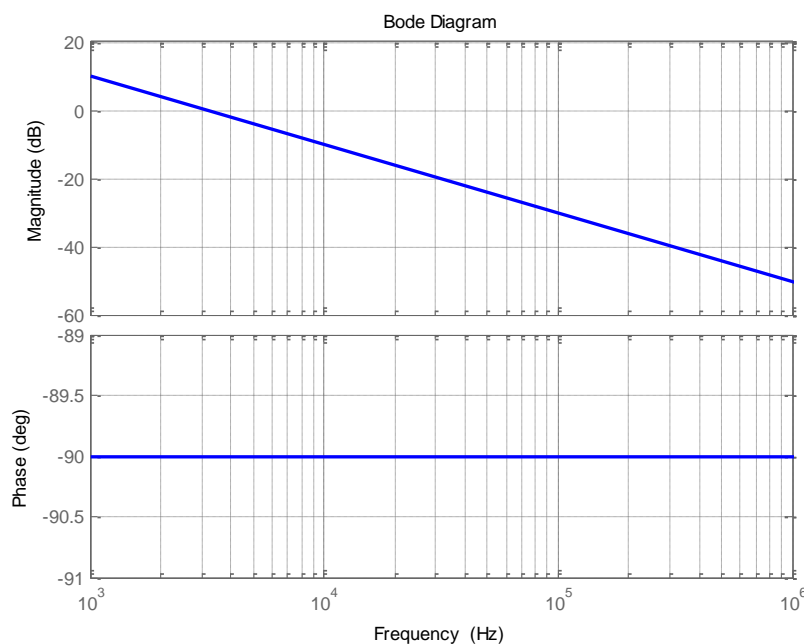


Figura B. 1 – Diagrama de bode do conversor.



$$G_{\text{RegC}}(2 \cdot \pi \cdot f_c) = -15,1\text{dB} \quad (\text{B.10})$$

Esse será o ganho que o regulador deverá ter na faixa plana. Logo, pode-se determinar seus componentes.

$$R_{11} = \frac{V_{\text{sh}} \cdot 1,12}{2 \cdot I_{\text{ac}}(\text{min})} = 3\text{k}\Omega \quad (\text{B.11})$$

Sendo  $R_{11}=R_{12}=3\text{k}\Omega$ , pode-se determinar o valor de  $R_{13}$ .

$$R_{13} = 10^{-G_{\text{RegC}}/20} \cdot R_{11} = 17,07\text{k}\Omega \quad (\text{B.12})$$

A frequência do zero é:

$$f_{z_c} = \frac{f_s}{20} = 3500\text{Hz} \quad (\text{B.13})$$

O valor do capacitor  $C_{11}$  pode ser determinado pela equação (B.14).

$$C_{11} = \frac{1}{2\pi \cdot R_{12} \cdot f_{z_c}} = 15,16\text{nF} \quad (\text{B.14})$$

Considerando a frequência do pólo uma década acima da frequência do zero, tem-se:

$$C_{12} = \frac{C_{11}}{2\pi \cdot f_{p_c} \cdot R_{12} \cdot C_{11} - 1} = 1,68\text{nF} \quad (\text{B.15})$$

De posse desses dados, pode-se traçar os diagramas de bode do ganho e da fase do regulador de corrente.

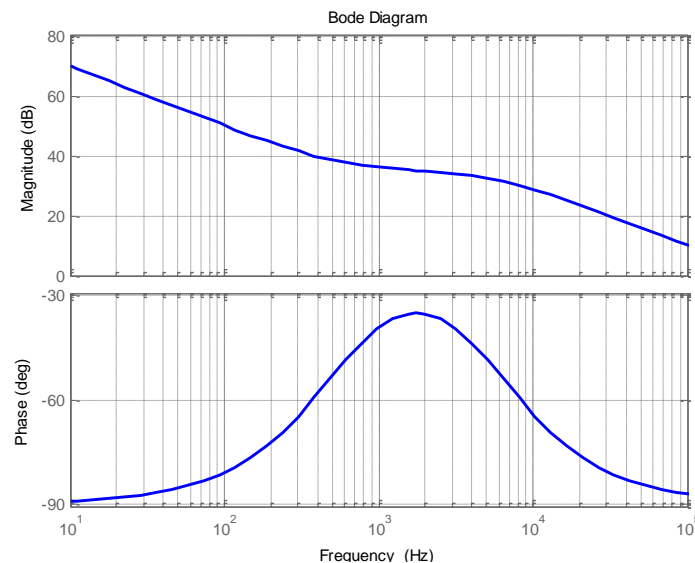


Figura B. 2 - Diagrama de bode do regulador de corrente.

O diagrama de bode do ganho da planta mais o compensador é apresentado na Figura B. 1. Verifica-se que o cruzamento pelo zero ocorre em aproximadamente 37kHz. A margem de fase é de  $37,7^\circ$  evitando que o sistema esteja próximo da instabilidade.

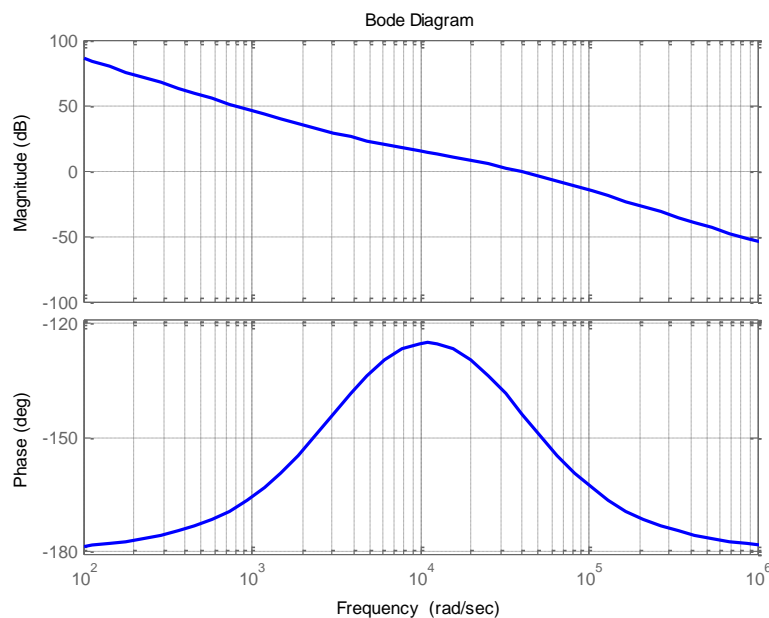


Figura B. 3 - Diagrama de bode da planta mais o regulador.

- Regulador de Tensão

O regulador de tensão é composto de um filtro passa-baixa que deve possuir uma baixa frequência de corte com o objetivo de evitar que a ondulação de 120 Hz presente na tensão de entrada provoque distorção na corrente de saída. A frequência de corte adotada é 3 vezes menor do que a ondulação. Adotando  $R_{18}=R_{19}=10\text{k}\Omega$ , determina-se o valor do capacitor  $C_{18}$  através da equação (B.16).

$$C_{18} = \frac{1}{2\pi \cdot R_{18} \cdot f_{pv}} \quad (\text{B.16})$$

$$C_{18} = \frac{1}{2\pi \cdot 10000 \cdot 30} = 530\text{nF} \quad (\text{B.17})$$

- Malha direta de controle da tensão de saída

Utiliza-se como sinal de tensão para essa malha de controle uma tensão oriunda de um retificador de onda completa. Serão consideradas aqui pequenas ondulações na tensão da rede elétrica na ordem de 10%. A tensão média mínima na entrada da malha *feedforward* pode ser determinada a partir da equação (B.18).

$$V_{s_{\text{med}_{\text{min}}}} = 0,9 \cdot V_{s_{\text{min}}} = 0,9 \cdot 114,3 = 102,87\text{V} \quad (\text{B.18})$$

Definindo-se  $R_8=910k\Omega$ , pode-se determinar  $R_9$  e  $R_{10}$ :

$$R_9 = \frac{(V_{ref} - 1,414) \cdot R_8}{V_{S_{med_{min}}} - V_{ref}} = 58.07k\Omega \quad (B.19)$$

$$R_{10} = \frac{R_9 \cdot 1,414}{V_{ref} - 1,414} = 13,5k\Omega \quad (B.20)$$

Adotando-se a frequência de corte em 12Hz, pode-se calcular os capacitores  $C_9$  e  $C_{10}$  através das equações (B.21) e (B.22).

$$C_9 = \frac{1}{2\pi \cdot f_{corte} \cdot R_9} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 12 \cdot 58.07 \cdot 10^3} = 228nF \quad (B.21)$$

$$C_{10} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f_{corte} \cdot R_{10}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 12 \cdot 13,5 \cdot 10^3} = 982nF \quad (B.22)$$

Todos os componentes externos do circuito integrado UC3854 para valores comerciais são apresentados na Tabela B. 1.

**Tabela B. 1 Lista dos componentes externos do UC3854.**

Elemento do Circuito	Componente Escolhido
$R_{sh}$	0,2 $\Omega$
$R_{11}$	3,3k $\Omega$
$R_{12}$	3,3k $\Omega$
$R_{13}$	16k $\Omega$
$C_{11}$	15nF
$C_{12}$	1.5nF
$R_{14}$	1,5k $\Omega$
$R_{16}$	27k $\Omega$
$C_{16}$	680pF
$R_{20}$	270k $\Omega$
$R_{21}$	75k $\Omega$
$C_{17}$	9,1 $\mu$ F
$R_{17}$	22k $\Omega$
$C_{14}$	1 $\mu$ F
$C_{15}$	100nF

*Apêndice B - Projeto dos componentes externos do UC3854*

$C_{18}$	560nF
$R_{18}$	10k $\Omega$
$R_{19}$	10k $\Omega$
$R_{15}$	10k $\Omega$
$C_{13}$	470pF
$R_9$	56k $\Omega$
$R_{10}$	12k $\Omega$
$R_8$	910k $\Omega$
$C_9$	2,2nF
$C_{10}$	9,1nF